



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

RIKU MARTIKAINEN
KAUKOLÄMPÖVERKON VERKOSTOHYÖTYSUHTeen PARAN-
TAMINEN

Diplomityö

Tarkastaja: professori Risto Raiko
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
teknisten tieteiden tiedekuntaneuvoston
kokouksessa 8. toukokuuta 2013

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Riku Martikainen: Kaukolämpöverkon verkostohyötysuhteen parantaminen

Diplomityö, 96 sivua, 7 liitesivua

Syyskuu 2013

Pääaine: Voimalaitostekniikka

Tarkastaja: professori Risto Raiko

Avainsanat: Verkostohyötysuhde, kaukolämpöverkko, ajokäyrä, jäähtyvyys, lämpötilatasot, ultraäänivirtausmittari

Tämän tutkimuksen tavoitteena oli tutkia mistä osatekijöistä verkkojen A ja B verkostohyötysuhde koostuu. Kun verkostohyötysuhteen osatekijät oli selvitetty, etsittiin keinoja niiden vaikutuksen minimoimiseksi, tai mahdollisesti poistamiseksi, verkostohäviöiden pienentämiseksi. Lopuksi ehdotettiin tutkimuksen pohjalta kehitysehdotuksia verkostohäviön pienentämiseksi teknistaloudellisesta näkökulmasta. Kehitysehdotukset listattiin järjestykseen, jossa niiden toteuttaminen on järkevintä verkostohyötysuhteen näkökulmasta, taloudellisesti ja teknisesti.

Tutkimus jakautuu kolmeen osaan: myyntimittauspisteiden mittausvirheisiin ja lämpöhäviöihin, ostomittauspisteiden mittausvirheisiin ja lämpöhäviöihin sekä verkosto-osan lämpöhäviöihin.

Tutkimuksessa osto- ja myyntimittauspisteiden mittausvirheiden vaikutuksen kohdistaminen verkostohäviöihin osoittautui ainakin tuoreimpien mittautulosten osalta epätarkaksi. Tämä johtui tuoreimpien tarkastusmittausten tulosten epäselvyyksistä, jolloin mittautuloksia ei voida pitää täysin luotettavina. Myös myyntimittauspisteiden tarkastusmittausten pieni otanta suhteessa verkon asiakaskuntaan, verkossa A noin 1,4 % ja verkossa B 1,0 % asiakaskunnasta, tarkoittaa tulosten kannalta suurta epävarmuutta, jos mittautuloksia yleistetään tilanteeksi koko verkon tasolla. Osto- ja myyntimittauspisteiden mittausvirheillä on tulosten perusteella merkittävä vaikutus verkkojen verkostohäviöön.

Verkosto-osien lämpöhäviö koostuu useasta osatekijästä. Tutkimuksessa löydettiin erityisesti verkon A osalta useita pieniä osatekijöitä, joiden vaikutuksia verkon lämpöhäviöön pystytään minimoimaan suhteellisen yksinkertaisten ja halpojen toimenpiteiden avulla. Kummankin verkon osalta suurin verkkojen lämpöhäviön osatekijä oli odotetusti putkiston lämpöhäviö.

Verrattaessa verkkojen verkostohyötysuhteita muihin verkkoihin, kummankin verkon osalta suurin selittävä tekijä eroavaisuuksiin oli luonnolliset syyt eli alhainen lämpöenergian kulutus ja alhainen suurin lämpöteho suhteessa verkon pituuteen. Nämä tekijät eivät kuitenkaan yksistään selitä alhaisia verkostohyötysuhteita. Erityisesti verkon A hyötysuhde on selvästi alhaisempi kuin oletettavasti pitäisi olla ja verkon B hyötysuhde hivenen alhaisempi kuin oletettavasti pitäisi olla.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Riku Martikainen: Improving the network efficiency in a district heating network

Master of Science Thesis, 96 pages, 7 Appendix pages

September 2013

Major: Power plant engineering

Examiner: Professor Risto Raiko

Keywords: Network efficiency, district heating network, district heating drive curve, cooling in district heating system, temperature levels, ultrasonic flow meter

The aim of this study was to examine what are the components of networks A and B in which consist of the district heating network efficiency. When the elements of the network efficiency were found, ways to minimize, or possibly eliminate, were searched. Finally, research-based suggestions for reducing the heat loss of district heating network from technical and economic point of view were proposed. Suggestions were listen in order in which their implementation is the most reasonable in network point of view, financially and technically.

The study is divided into three parts: measurement errors and heat losses of district heating points of sale measurements, measurement errors and heat losses of district heating points of purchase measurements and heat losses of district heating network.

In this study, dividing the measurement errors of district heating points of sale measurements and points of purchase measurements into network heat losses was found out to be inaccurate due to lack of clarity of the most recent inspection measurements. The measurement results cannot be considered completely reliable. Additionally, small sample of inspection measurements of district heating points of sale measurements compared with the total number of customers in the networks, means high degree of uncertainty if the result of inspection measurements are generalized throughout the network level. Based on the results, the measurement errors of both points of sale measurements and points of purchase measurements have significant role in the district heating network efficiency.

The heat loss of district heating network part consists of several partial factors. In this study, several small partial factors were found, especially in the case of network A, of which effects on the heat losses of the district heating networks can be minimized with relatively simple and inexpensive actions. In cases of both networks the most significant factor of network heat losses was heat losses of pipes, as was expected before the study.

When networks A and B were compared with other district heating networks the major differences which explained the differences in network efficiencies was low energy consumption and low maximum heating power need in networks A and B compared with the other networks. These factors alone do not still completely explain the low network efficiencies compared with the other networks.

ALKUSANAT

Haluan kiittää koko toimipisteen henkilöstöä mukavasta ja kannustavasta työilmapiiristä. Aina oli aikaa vastata kysymyksiini, olivat ne sitten tyhmiä tai vähemmän tyhmiä kysymyksiä, vaikka jokaisella oli kova kiire omien työtehtäviensä kanssa. Haluan kiittää työtä varten luotua yhtiön ohjausryhmää tuesta työn etenemiseen. Erityisen suuri kiitos Timolle ja Simolle ajasta sekä tuesta tätä työtä varten. Erityisesti heidän palautteensa ja ohjeensa ohjasivat työtä oikeaan suuntaan.

Iso kiitos myös työn tarkastajalle Ristolle palautteista ja ohjeista, jotka auttoivat suuresti pääsyä lopputulokseen. Kiitos myös perheelleni ja Annikalle avusta, tuesta ja kärsivällisyydestä työn aikana.

Jyväskylässä 8.8.2013

Riku Martikainen

SISÄLLYSLUETTELO

Tiivistelmä.....	ii
Abstract.....	ii
Alkusanat.....	iii
Sisällysluettelo.....	iv
Termit ja niiden määritelmät.....	vi
Merkinnät ja symbolit.....	vii
1 Johdanto	1
2 Tutkimuksen suorittaminen.....	2
2.1 Tavoitteet ja menetelmät	2
2.2 Tutkimusongelman määrittäminen	3
3 Tutkimuksen taustaa.....	4
3.1 Verkkojen toiminta ja yleistiedot	4
3.1.1 Verkostohyötysuhde	4
3.1.2 Verkkojen tunnuslukujen vertailu.....	6
4 Teoriaosa	10
4.1 Lämmönsiirron teoriaosa	10
4.2 Mittausten teoriaosa	12
4.2.1 Ultraäänivirtausmittari	14
4.2.2 Magneettiset virtausanturit	17
4.2.3 Lämpöenergiamittari ja lämpöanturipari	18
4.2.4 Muut.....	19
5 Teorian kohdistaminen verkon osiin.....	20
5.1 Asiakaslaitteet	20
5.1.1 Lämmönsiirtimet.....	20
5.1.2 Jäähdytymän parantamisen vaikutus ja jäähdytymätermi	21
5.2 Verkosto-osat	22
5.2.1 Lämpöhäviöt kaukolämpöputkissa	22
5.3 Lämmön toimituspiste.....	35
5.3.1 Jaettu tuotanto useaan yksikköön ja pumppaus	35
5.3.2 Kaukolämpöveden laatu	36
6 Analyysi	38
6.1 Asiakaslaitteet	38
6.1.1 Tarkastusmittaukset	38
6.1.2 Verkon A tarkastusmittausten tulokset	40
6.1.3 Verkon B tarkastusmittausten tulokset	42
6.1.4 Asiakasmittausten ja kaukovalvonnan mittaustulosten erot	43
6.2 Verkosto-osat	46
6.2.2 Putkien ja kaivojen lämpöhäviöt yhteensä.....	48
6.2.3 Lämpötilatasot	49
6.2.4 Jäähdyvyys.....	59

6.2.5	Kiertolenkkien vaikutus.....	62
6.2.6	Varalämpölaitosten vaikutus.....	63
6.2.7	Aikaviive.....	65
6.3	Lämmön toimituspiste.....	66
6.3.1	Ostomittauspiste A1.....	66
6.3.2	Ostomittauspiste A2.....	68
6.3.3	Ostomittauspiste B1.....	69
6.3.4	Tarkastusmittaukset	71
6.3.5	Ostomittauspisteen A1:n tarkastusmittaus.....	71
6.3.6	Ostomittauspiste A2:n tarkastusmittaus.....	74
6.3.7	Ostomittauspiste B1:n tarkastusmittaus.....	76
6.4	Muut.....	79
6.4.1	Liiketoiminnan varastotilat	79
7	Analyysin tulokset.....	81
7.1	Analyysin päätelmä.....	81
7.1.1	Ostomittauspisteet.....	81
7.1.2	Myyntimittauspisteet	84
7.1.3	Kaukolämpöverkosto	86
7.2	Kehitysehdotukset	92
8	Yhteenveto	95
9	Lähdeluettelo.....	97
	LIITTEET	99

TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

CHP-laitos	Sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitos.
Lämpökeskus, lämpölaitos	Laitos, joka tuottaa vain lämpöä. Peruskuorma-, huippu- tai varalaitos.
Lämpövoimalaitos	Voimalaitos, joka tuottaa ensin lämpöä ja muuttaa sen edelleen sähköksi generaattorissa. Jos lämpöenergiaa hyötykäyttöön, on kyseessä lämmön ja sähkön yhteistuotantolaitos.
AMR	Automatic Meter Reading. Etäluettava mittari.
W	Watti. Tehon yksikkö.
Wh	Wattitunti. Energian yksikkö.
Tilausvesivirta	Vesivirran teoreettisen maksimiarvon perusteella määrätty asiakkaan perusmaksun maksuperuste.
Asiakastiheys	Ilmoittaa kaukolämpöjärjestelmän tehotiheyden kuvaten erityisesti asiakkaiden keskikokoa ja maantieteellistä keskittyneisyyttä.
Lämpötiheys	Kuvaa kaukolämpöjärjestelmän energiatiheyttä.
KAVA	Kaukovalvontajärjestelmä.
Generis	Asiakkaiden mittaustietojen järjestelmä.
Tekla NIS	Verkostotietojärjestelmä.
QLIKVIEW	Tunnuslukujen hallintajärjestelmä. Järjestelmä johon kootaan muiden järjestelmien tiedot tietojen hallintaa ja järjestelmä kehittämistä ja ylläpitoa varten.
ONCE	Polttoainetaseiden hallintajärjestelmä.
Aikaviive	Aika, joka kaukolämpöveden virtaukselta menee tuotantolaitokselta tai ostomittauspisteestä kulutuspisteeseen.
Kvs-arvo	Virtaus $\frac{m^3}{h}$ täysin auki olevan venttiilin läpi painehäviön ollessa 1bar.

Merkinnät ja symbolit

A	pinta-ala	m^2
B	magneettivuon tiheys	T
C_p	veden ominaislämpökapasiteetti	$\frac{kJ}{kgK}$
D	halkaisija, putkidimensio	m
E	kokonaisenergia	J
g	putoamiskiihtyvyys	$\frac{m}{s^2}$
H,h	korkeus	m
h_x	lämmönsiirtokerroin	$\frac{W}{m^2K}$
K, k	korjauskerroin	
L,l	pituus	m
\dot{m}	massavirta	kg/s
p	paine	Pa
ρ	tiheys	kg/m^3
η	hyötysuhde	
Q	lämpöenergia	kWh
\dot{V}	tilavuusvirta	$\frac{m^3}{s}$
Φ	lämpövirta	W
Re	Reynoldsin luku	
R_x	Lämpövastus	$\frac{K}{W}$
T	lämpötila	K, C°
t	aika	s
U	jännite	V
U-arvo	lämmönläpäisykerroin	$\frac{W}{m^2K}$
v	nopeus	m/s
V	keskimääräinen nopeus	$\frac{m}{s}$
θ	kulma	°
λ	lämmön johtavuus	$\frac{W}{mK}$
ν	veden kinemaattinen viskositeetti	$\frac{m^2}{s}$
μ	veden dynaaminen viskositeetti	$\frac{kg}{sm}$

1 JOHDANTO

Työn tarkoituksena on kohdentaa syyt miksi tarkasteltavissa verkoissa A ja B verkostohyötysuhde on alhaisempi kuin oletetaan. Työssä jaetaan verkkojen verkostohäviö osatekijöihin ja tutkitaan näiden osatekijöiden vaikutusta kokonaisuuteen. Kun osatekijöiden vaikutus kokonaisuuteen on selvillä, mietitään miten näiden osatekijöiden vaikutusta voidaan minimoida, tai poistaa kokonaan, verkostohyötysuhteen nostamiseksi. Työssä vertaillaan myös verkkojen A ja B tunnuslukuja muihin kaukolämpöverkkoihin sekä yhtiötasolla että Suomen kaukolämpöverkkojen keskiarvotietoihin. Työn lopuksi esitetään ehdotuksia korjaustoimenpiteiksi verkostohyötysuhteen nostamiseksi kyseisissä verkoissa.

2 TUTKIMUKSEN SUORITTAMINEN

2.1 Tavoitteet ja menetelmät

Tutkimuksessa tutkitaan kahden verkon, A ja B, verkostohyötysuhteita. Tutkimuksessa pyritään selvittämään mistä verkkojen verkostohäviöt koostuvat ja miten verkostohyötysuhdetta voitaisiin kummankin verkon osalta parantaa sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä.

Tällä hetkellä verkkojen verkostohyötysuhde on keskimäärin välillä 83–89 % vuodessa verkosta riippuen. Verkon B verkostohyötysuhde on hieman parempi kuin verkon A. Tutkimuksessa lähdetään oletuksesta, että verkostohyötysuhteen pitäisi kummassakin verkossa olla yli 90 % verkkojen iästä ja rakenteesta johtuen.

Työssä käytetään hyväksi verkostotietojärjestelmää (Tekla NIS), kaukovalvontajärjestelmää (KAVA) sekä mittaustietojärjestelmää (Generis), johon saadaan tiedot asiakkaiden etäluettavista energian mittauksista. Lisäksi työssä hyödynnettiin kootun tunnuslukujen hallintajärjestelmää (QLIKVIEW), jossa yhdistetään KAVA ja Generis järjestelmien data taloudellisiin tunnuslukuihin. Lisäksi työssä hyödynnettiin varalämpökeskuksilta saatavilla olevaa dataa sekä lämmön toimittajan dataa voimalaitosten ajosta. Työssä hyödynnetään myös ostomittauspisteiden tarkastusmittausten tietoja.

Aineistoa analysoidaan ohjearvojen sekä käyttökokemuseräisen tiedon perusteella. Valmiita matemaattisia malleja pyritään hyödyntämään pohjana, jos mahdollista. Kun matemaattisia malleja tilanteista ei ole saatavilla, pyritään luomaan matemaattinen malli kuvaamaan tilannetta.

Kaukovalvontajärjestelmä (KAVA). Kaukolämmön jakeluverkoston data kerätään yhtenäiseen tiedon varastoon. Tietoa on saatavilla verkon eri osiin sijoitetuista kaukovalvontapisteistä sekä tammikuusta 2013 alkaen verkkojen A ja B ostomittauspisteistä. Lämmön toimittajan voimalaitoksilta ja varalämpölaitoksilta ei ole kaukovalvonnan tietoja saatavilla.

Mittaustietojärjestelmä (Generis). Mittaustietojärjestelmä kokoaa asiakkaiden mittauslaitteista kaukoluentajärjestelmän (AMR) keräämän tuntikohtaisen datan menojen ja paluuvien lämpötilasta, lämpötehosta sekä vesivirran arvoista.

Verkostotietojärjestelmä (Tekla NIS Xpower) sisältää tiedon koko kaukolämpöverkostosta. Tiedoissa on jokainen kaukolämpöverkoston komponentti sisältäen muun muassa putkipituudet, putkityypit, kaivojen sijainnit ja huoltotiedot. Verkostotietojärjestelmällä voidaan myös simuloida verkon käyttöä esimerkiksi lämpökatkojen aikana.

Tunnuslukujen hallintajärjestelmä (QLIKVIEW). Järjestelmä kokoaa yhteen KAVA-, Generis- ja ONCE-järjestelmän tiedot. QLIKVIEW-järjestelmä kokoaa edellä mainitut tiedot yhteen paikkaan, josta tietoja voidaan käyttää taloudellisten tunnuslukujen seurantaan sekä kaukolämpöliiketoimintojen kehittämiseen ja hallintaan kuten investointeihin sekä kaukolämpöjärjestelmän käytön hallintaan. ONCE-järjestelmä on polttoaineiden hallintajärjestelmä, joka käsittää polttoaineiden varastoinnin ja logistiikan tiedot.

2.2 Tutkimusongelman määrittäminen

Työssä haetaan vastausta kysymykseen miksi verkoissa A ja B verkostohyötysuhde on keskimäärin huonompi kuin oletetusti vastaavan kokoisissa ja ikäisissä verkoissa keskimäärin.

Työ voidaan jakaa kolmeen alaongelmaan:

- Mistä verkkojen A ja B verkostohyötysuhteiden eroavaisuudet johtuvat? Verrataan yhtiön muihin verkkoihin, sekä muihin Suomen kaukolämpöverkkoihin.
- Miten ja millä keinoin verkostohyötysuhdetta voidaan parantaa kyseisissä verkoissa?
- Missä järjestyksessä kyseiset verkostohyötysuhteen parantamistoimenpiteet olisi teknistaloudellisessa mielessä järkevintä toteuttaa?

Tutkimus voidaan jakaa kolmeen osa-alueeseen tutkittavien asioiden perusteella:

- Ostomittauspisteiden häviöt
- Myyntimittauspisteiden häviöt
- Verkostohäviöt

Tutkimuksen pohjalta muodostetaan Excel-pohjainen työkalu verkosto-osista aiheutuvien lämpöhäviöiden arvioimiseksi. Työkalussa huomioidaan verkostohyötysuhteeseen vaikuttavat tekijät niin, että sitä voidaan soveltaa myös muihin kaukolämpöverkkoihin.

3 TUTKIMUKSEN TAUSTAA

3.1 Verkkojen toiminta ja yleistiedot

Tutkittavia verkkoja A ja B syöttävät samat voimalaitokset. Verkossa A on kaksi varalämpölaitosta ja verkossa B ei yhtään. Verkossa A on kaksi lämmön toimituspistettä, joista toinen kytkettiin tammikuussa 2013. Tämän jälkeen verkko A jaettiin kahdeksi erilliseksi verkon osaksi. Verkossa A on lisäksi erillinen verkon osa, jossa on oma lämmön toimituspiste. Tämä verkon osa ei ole mukana tässä tutkimuksessa. Verkossa B on yksi lämmön toimituspiste.

Verkon A huipputehon tarve on noin 27 MW. Verkon A pituus on 43,678 km. Huomattava osa verkon A asiakkaita on omakotitaloja, noin 47 %. Suurimmat asiakkaat ovat pääasiassa kauppa- tai liikekiinteistöjä sekä koulukeskuksia. Teollisuuskiinteistöjä on verkossa A vain vähän. Merkittävä osa verkosta on rakennettu 80-luvun alkupuolella, kun lämpöliiketoiminta alueella käynnistyi. Verkko on kuitenkin pääasiassa hyvässä kunnossa ja noin 94 % verkosta on kiinnivaahdotettua putkityyppiä. Verkko on viime vuosina kasvanut voimakkaasti. Kaikki asiakkaat ovat kaukoluennassa (AMR).

Verkon B huipputehon tarve on noin 30 MW. Verkon B pituus on noin 40,244 km. Verkon B asiakkaita omakotitaloja on noin 30 %. Verkon B suurimmat asiakkaat ovat pääasiassa teollisuutta tai koulukeskuksia. Merkittävä osa verkosta on rakennettu 80-luvulla, mutta verkko on pääasiassa hyvässä kunnossa. Noin 89 % verkosta on kiinnivaahdotettua putkityyppiä. Verkko on kasvanut viime vuosina voimakkaasti. Kaikkia asiakkaat ovat kaukoluennassa (AMR).

3.1.1 Verkostohyötysuhde

Taulukkoon 1 on kerätty viimeisten vuosien kuukausittainen verkstohäviö verkossa A prosentteina sekä *taulukoon 2* samat tiedot verkosta B.

Verkko A

	2012	2011	2010	2009
Tammi	13,0	14,9	11,5	16,5
Helmi	12,0	7,3	13,2	17,5
Maalis	14,3	25,7	11,3	24,9
Huhti	17,1	10,7	17,1	14,2
Touko	22,4	21,9	20,6	30,9
Kesä	26,8	27,7	27,5	70,0
Heinä	32,3	33,8	31,4	-20,0
Elo	28,0	29,9	29,6	40,4
Syys	20,7	22,5	17,3	22,8
Loka	16,7	17,3	14,7	10,5
Marras	15,8	16,0	14,6	17,4
Joulu	9,3	15,7	8,3	13,7
Keskiarvo	15,9	17,6	14,6	19,4

*Taulukko 1. Verkon A verkostohäviön kuukausitasoinen seuranta.***Verkko B**

	2012	2011	2010	2009
Tammi	7,5	10,0	5,7	16,8
Helmi	6,6	9,5	7,6	11,4
Maalis	8,1	13,9	9,1	21,4
Huhti	17,1	12,2	15,7	5,5
Touko	17,5	16,3	20,9	24,0
Kesä	19,4	21,8	27,7	80,3
Heinä	25,5	28,5	28,6	-41,1
Elo	20,1	8,8	30,0	31,9
Syys	14,3	15,5	16,8	10,5
Loka	10,5	17,5	0,6	14,7
Marras	10,5	22,4	11,4	15,3
Joulu	7,1	10,2	9,7	10,2
Keskiarvo	10,9	14,0	11,2	15,7

Taulukko 2. Verkon B verkostohäviön kuukausitasoinen seuranta.

Tiedoista huomataan, että vuoden 2009 kesäkuun myynnin kirjaaminen heinäkuun myynniksi kummassakin verkossa nostaa kesäkuun verkostohäviötä selvästi ja toisaalta laskee heinäkuun verkostohäviön negatiiviseksi. Verkostohäviö korreloi voimakkaasti keskimääräistä vuotuista ulkolämpötilaa. Pitkän ajan keskimääräinen vuotuinen ulkolämpötila on alueella 2,9 astetta. Vuoden 2012 keskimääräinen vuotuinen ulkolämpötila oli 2,8 astetta, vuonna 2011 4,7 astetta, 2010 2,2 astetta ja vuonna 2009 3,5 astetta. Tämä vuotuinen ulkolämpötilan vaihtelu selittää pitkälti verkostohäviön vuotuista vaihtelua. Verkossa B ostomittarin näyttämä oli liian suuri todelliseen tilanteeseen nähden välillä 3/2010-4/2011, mikä nosti verkostohäviötä ostomittauspisteeseen B näyttäessä suurempaa ostetun lämpöenergian määrää kuin

todellisuudessa pisteen kautta tänä aikana kulki. Lukemista huomataan vuosien 2009–2011 osalta suurta hajontaa. Hajonta johtuu asiakkaiden lämpölaskujen kirjaamisesta toiselle kuukaudelle kuin milloin varsinainen kulutus on tapahtunut. Tätä laskutuksesta johtuvaa virhettä verkostohyötysuhteessa ei ole havaittavissa enää vuoden 2012 tiedoissa.

3.1.2 Verkkojen tunnuslukujen vertailu

Taulukossa 3 on esitetty Suomen kaukolämpöjärjestelmien operatiivisia tunnuslukuja. Tulokset ovat keskiarvoja vuosilta 1998–2001, mutta yhä vertailukelpoisia. Tämän työn kannalta kiinnostavia arvoja ovat verkostohäviö ja asiakastiheys 10-30MW kokoisissa verkoissa. Verkon A huipputeho on noin 27 MW ja verkossa B noin 30MW.

System load MW	< 5	5 - 10	10 - 30	30 - 80	80 - 200	200 - 1000	> 1000
Network heat loss %	11.9	11.4	11.2	9.9	9.6	8.8	5.1
Energy conversion	88.4	87.5	90.0	92.1	92.1	91.6	88.6
Total efficiency %	77.9	77.5	79.9	81.4	83.3	83.5	84.1
Make-up /network %	125	125	134	139	88	93	127
Pumping energy	10.5	7.7	6.9	7.8	5.8	8.3	5.9
Load per pipe length MW /	0.60	0.65	1.25	1.65	1.66	1.88	2.6

Taulukko 3. Suomen kaukolämpöjärjestelmien operatiiviset tunnusluvut järjestelmän koon mukaan. Keskiarvot vuosilta 1998-2001. [19]

Taulukossa 4 on puolestaan esitetty Energiateollisuus ry:n jäsenyritykselleen teettämän kyselyn tulokset vuodelta 2011 tätä työtä kiinnostavien operatiivisten tietojen osalta. Vuosi 2011 oli tuorein vuosi, kun kyselyn tuloksia oli saatavilla. Kyselyn vastaukset edustavat 77 % kaukolämpöä myyvistä yrityksistä sekä 97 % lämmön myynnistä. Kokoluokassa 30–80 MW on kuitenkin huomattavissa selkeää epäjatkuvuutta muuhun dataan sekä *taulukkoon 3* verrattuna. Verkkojen A ja B lämpötilatasot on ilmoitettu lämmöntoimittajan kahden voimalaitoksen yhdistetyn tuotannon vuoden 2012 keskiarvoksi. Näin ollen verkkojen A ja B todelliset lämpötilatasot ovat matalammat, mutta vertailukelpoisia tietoja ei ole saatavilla ennen helmikuuta 2013, koska ostomittauspisteistä ei ole ennen tammikuuta 2013 saatavilla tietoja. Lisäksi taulukossa on lämpötilojen osalta ilmoitettu sinisellä mihin kategoriaan verkkojen A ja B tiedot vuodelta 2012 sijoittuvat. Muiden tunnuslukujen osalta verkon A tietojen sijoittuminen on ilmoitettu sinisellä ja verkon B tietojen sijoittuminen vihreällä. Verkkojen A ja B vertailu *taulukon 4* tietoihin on hankalaa jokaiselle verkolle ominaisen rakenteen

vuoksi, jolloin verkkojen käyttötaloudellisissa tunnusluvuissa on suurta hajontaa. Saadaan kuitenkin suuntaa antavaa tietoa mihin kategoriaan verkkojen arvot sijoittuvat.

	Kokoluokka (MW)						
Tunnusluvut:	$x > 1000$	$200 < x < 1000$	$80 < x < 200$	$30 < x < 80$	$10 < x < 30$	$5 < x < 10$	$x < 5$
Keskim. Paluulämpötila °C	46 (1)	48 (7)	47 (8)	49 (6)	50 (16)	51 (7)	52 (6)
Keskim. Menolämpötila °C	84 (1)	86 (7)	89 (8)	93 (6)	87 (16)	88 (7)	88 (6)
Asiakastiheys MW/km	2,18 (3)	1,3 (16)	1,16 (14)	0,89 (32)	0,84 (30)	0,64 (14)	0,57 (10)
Lämpötiheys MWh/m	3,93 (3)	2,21 (16)	1,88 (14)	2,3 (32)	1,51 (30)	1,32 (14)	1,23 (10)
Verkostohyötysuhde %	92 (3)	91 (16)	89 (14)	90 (27)	86 (24)	87 (13)	88 (10)

Taulukko 4. Energiateollisuuden laskemat kaukolämmön käyttötaloudelliset tunnusluvut vuodelta 2011. Luvut keskiarvoina kyselyyn vastanneiden yritysten tiedoista. Suluissa vastanneiden yritysten lukumäärä. Sinisellä pohjavärillä verkon A datan mukainen kategoria. Lämpötilojen osalta kummankin verkon tiedot sinisellä. Vihreällä verkon B datan mukainen kategoria. [16]

Taulukossa 5 on ilmoitettu verkkojen A ja B tarkemmat käyttötaloudelliset tunnusluvut niiltä vuosilta, joilta tietoja on saatavilla. Asiakastiheydessä on ilmoitettu asiakastiheys ensiksi sopimuksen mukaisella tehontarpeella ja sen jälkeen suluissa todellisella huipputehontarpeella. Mitoitustehot näyttävät verkkojen A ja B tapauksissa olevan hieman ylimitoitettuja, koska todellinen maksimitehontarve noin 75 % mitoitetusta tehosta.

Verrattaessa verkon A tietoja taulukosta 5 Suomen kaukolämpöjärjestelmien operatiivisten tunnuslukujen taulukkoon 3 havaitaan, että verkostohyötysuhteeseen osalta verkko A sijoittuu huonoimpaan pienten alle 5 MW verkkojen kategoriaan. Vertailuryhmä verkoissa verkostohäviö keskimäärin 11,9 %, kun verkossa A se on kolmen vuoden tarkastelujaksona keskimäärin 16,1 %. Taulukon 4 tietoihin verrattuna verkostohyötysuhde sijoittuu samaan huonoimpaan kategoriaan. Asiakastiheys sijoittuu taulukon 3 kategoriassa alta 5 MW ja 5-10MW verkkojen välimaastoon. Sama on tilanne verrattaessa taulukon 4 tietoihin. Lämpötiheys sijoittuu samaten alta 5MW ja 5-10MW verkkojen taulukon 4 keskiarvotietojen väliin. Verkkojen lämpötilatasot sijoittuvat suurin piirtein kategoriaan 80-200MW tai 200-1000MW. Kategoriaan 200-1000MW sijoittuu koko alueen verkosto, josta verkot A ja B muodostavat yhteensä noin 10 %.

Verrattaessa verkon B tietoja *taulukosta 5* Suomen kaukolämpöjärjestelmien operatiivisten tunnuslukujen *taulukkoon 3* havaitaan, että verkostohyötysuhteen osalta verkko B sijoittuu noin kokoluokkaan 10-30MW. Hyötysuhde verkossa B noin 0,3 prosenttiyksikköä parempi vertailuvuonna 2012, kuin *taulukon 3* vertailuverkoissa. Verkon B todellinen huipputehon tarve on juuri noin 30MW. Näin ollen verkon B on vuoden 2012 osalta sen suuruinen, kuin samankokoisilla verkoilla keskimäärin. Vuonna 2011 verkostohyötysuhde oli alhaisempi kuin saman kokoluokan verkoilla keskimäärin ja vuonna 2010 verkostohyötysuhde oli sama kuin saman kokoluokan verkoilla keskimäärin. Verkostohyötysuhteiden vuosittaisten eroavaisuuksien suurin selittävä tekijä on tarkasteltujen vuosien keskilämpötilojen eroavaisuus. Kylminä vuosina verkostohyötysuhde kasvaa ja lämpiminä vuosina alenee. Verkostohyötysuhteen vertailu *taulukon 4* kokoluokan 80-200MW verkkoon ei ole mielekästä, koska taulukon arvot ovat hyvin hajanaiset. Tämän kategorian arvot ovat epäjatkuvia muuhun dataan verrattuna. Asiakastiheys sijoittuu *taulukon 3* kategoriassa hieman korkeammalle tasolle kuin 5-10MW kokoluokan verkoissa keskimäärin. *Taulukkoon 4* verrattaessa asiakastiheys sijoittuu noin kategoriaan 10-30MW verkot. Lämpötiheys sijoittuu *taulukkoon 4* verrattaessa 1-30MW ja 30-80MW verkkojen välille.

	Verkko A			Verkko B		
Omat tiedot:	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Keskim. Paluulämpötila °C	48			48		
Keskim. Menolämpötila °C	89			89		
Asiakastiheys MW/km	0,82(0,62)			1(0,75)		
Lämpötiheys MWh/m	1,27			1,75		
Verkostohyötysuhde %	15,90	17,64	14,61	10,91	14,02	11,20
Ostettu lämpö MWh	66166	59693	65275	78938	72329	80002
Myyty lämpö MWh	55645	49165	55739	70324	62190	71039

Taulukko 5. Verkkojen A ja B käyttötaloudelliset tunnusluvut.

Taulukossa 6 on puolestaan verrattu verkkoja A ja B yhtiön muihin verkkoihin. X:llä tiedoissa on merkitty tilannetta, jossa tietoja ei ole saatavilla. Asiakastiheydessä arvot on ilmoitettu kuten *taulukossa 5*. Verkot Z1 ja Z2 ovat suurempia kuin verkot A ja B. Verkot Z3, Z4 ja Z5 puolestaan pienempiä kuin verkot A ja B. Yhtiötasolla verrattaessa verkon A asiakastiheys sijoittuu huomattavasti pienempien verkkojen kanssa samaan kategoriaan, kun taas verkon B asiakastiheys sijoittuu pienten ja suurten verkkojen välimaastoon. Lämpötiheys on verkossa A koko tarkastelujoukon alhaisin sijoittuen huomattavasti alhaisemmalle tasolle kuin selvästi pienemmissä vertailuverkoissa. Verkon B lämpötiheys puolestaan sijoittuu pienten ja suurten verkkojen välille. Verkostohyötysuhdetta vertailtaessa verkon B verkostohyötysuhde on selvästi parempi kuin pienissä verkoissa Z4 ja Z5, mutta toisaalta huonompi kuin itseään pienemmässä verkossa Z3. Verkostohyötysuhde verkossa B on parempi kuin isossa verkossa Z2,

mutta toisaalta selvästi heikompi kuin isoimmassa verkossa Z1. Verkon A hyötysuhde on selvästi heikompi kuin pienemmissä verkoissa lukuun ottamatta pienintä verkkoa Z4.

Tiedot vuodelta	2010	2010	2010	2010	2010	2012	2012
Verkko	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	A	B
Keskim. Paluulämpötila °C						48	48
Keskim. Menolämpötila °C						89	89
Asiakastiheys MW/km	x(1,1)	1,21(0,91)	x(0,64)	x(x)	0,92(0,54)	0,82(0,62)	1(0,75)
Lämpötiheys MWh/m	2,6	2,34	1,61	1,56	1,5	1,27	1,75
Verkostohyötysuhde %	9,3	11,6	10,2	20,1	14,5	15,9	10,9

Taulukko 6. Verkkojen A ja B tietojen vertailu muihin verkkoihin. Verkot Z1 ja Z2 suurempia verkkoja kuin A ja B. Verkot Z3, Z4 ja Z5 pienempiä kuin verkot A ja B. Asiakastieheydessä ilmoitettu ensiksi mitoitettu teho ja suluissa todellinen huipputehon tarve.

Verkon A sekä asiakastiheydet että lämpötiheydet ovat selvästi alhaisemmat kuin saman kokoluokan verkoissa Suomessa keskimäärin. Tilanne on sama myös vertailtaessa yhtiön muihin verkkoihin. Näin ollen myös verkostohyötysuhde on selkeästi alhaisempi. Pelkästään heikot asiakastiheyden ja lämpötiheyden arvot eivät selitä alhaista verkostohyötysuhdetta, koska verkostohyötysuhde on selvästi alhaisempi kuin asiakastiheyden ja lämpötiheyden perusteella kuuluisi olla. Näitä alhaiseen verkostohyötysuhteeseen vaikuttavia tekijöitä identifioidaan ja tutkitaan tässä työssä.

Verkon B osalta asiakastiheyden ja lämpötiheyden arvot ovat huomattavasti parempia kuin verkon A osalta johtuen keskimäärin suuremmista asiakkaista ja lyhyemmästä verkstopituudesta. Kuitenkin verrattaessa asiakastiheyttä vuosien 1998–2011 tilastoon asiakastiheys on alhaisempi kuin keskimäärin samankokoisissa verkoissa. Asiakastiheys ja lämpötiheys ovat suurin piirtein samassa kategoriassa kuin vuoden 2011 vertailututkimukseen osallistuneilla samankokoisilla verkoilla. Tuoreimman talven verkostohyötysuhde on vuoden 1998–2011 taulukoitujen vertailutietojen perusteella vertailukelpoinen saman kokoluokan verkkojen verkostohyötysuhteeseen. Kuitenkin edeltävän vuoden verkostohyötysuhde on selvästi alhaisempi kuin vuoden 2012, mikä johtuu osittain vuoden 2011 korkeammasta ulkolämpötilasta. On syytä huomioda, että taulukoissa 3 ja 4 esitettyjen muiden verkkojen arvot ovat vain keskiarvoja. Näin ollen on useita samankokoisia verkkoja joiden hyötysuhde on parempi kuin verkossa B. Tässä työssä tutkitaan hyötysuhde-erojen selittäviä tekijöitä verkossa B verrattuna saman kokoluokan muihin verkkoihin.

4 TEORIAOSA

4.1 Lämmönsiirron teoriaosa

Lämmön jakelukustannuksista verkon lämpöhäviöistä johtuvat kustannukset muodostavat selvästi suurimman kustannuserän. Verkon lämpöhäviö muodostuu monen pienen osatekijän summasta. Alla olevaan luetteloon on koottu energiateollisuuden listaamia yleisimpiä lämpöhäviöiden aiheuttajia kaukolämpöverkoissa:

- Verkon liian korkeat lämpötilatasot
- Putkiston liian ohut lämpöeristys
- Vikaantumisen yleisyys kuten eristeen suuri lämmönjohtavuus eristeaineen vanhentumisen, kastumisen tai kulumisen vuoksi
- Vuotovedet
- Suuri maaperän lämmönjohtavuus eli huonoon maahan rakentaminen
- Putkiston liian matala peitesyvyys
- Huono eristystyön laatu
- Verkon huono käyttöaste eli putkikokojen ali- tai ylimitoitus. Lämmön myynti kWh/putkipituus.
- Lämmön mittausepätaarkkuudet, jotka tulkitaan häviöiksi, koska niistä ei voida laskuttaa
- Ylimääräisten kiertolenkkien ja rengaslinjojen vaikutus
- Asiakkaiden huonon jäähtymän vaikutus kaukolämpöveden paluulämpötilaa nostaen

[1]

Kaukolämpöverkon paluulämpötilan alentaminen pienentää kaukolämpöverkon lämpöhäviöitä. Menoveden lämpötilaa tulee säätää kulloisenkin vallitsevan ulkolämpötilan mukaan *Liitteen 1* taulukon mukaisesti. Kuitenkin niin, että menolämpötila on etäisimmälläkin eli huonoimmassa asemassa olevalla asiakkaalla riittävä. Verkon kuormitusaste, eli verkon teho putkimetriä kohden, puolestaan kasvaa uusien kuluttajien liittyessä verkkoon. Näin ollen verkon hyötysuhde nousee, jos putkikoko ei rajoita tehon nousua. [1] [2]

Lämpöhäviöön vaikuttaa lämpövastus kaukolämpöveden ja ympäröivän maa-aineksen välillä sekä kaukolämpöputken ja maaperän välinen lämpötilaero. Lämpövastus

muuttuu vain hieman lämpötilatasojen normaalien lämpötilamuutosten mukaan, joten lämpöhäviöt ovat miltei suoraan verrannollisia kaukolämpöveden ja maaperän väliseen lämpötilaeroon. Kari Anttonen on diplomityössään selvittänyt[2], että alentamalla paluuveden lämpötilaa yhdellä asteella, alenevat lämpöhäviöt noin 0,75 %. Tutkimus on tehty Kuopion kaukolämpöverkossa, joten tulos on muiden verkkojen osalta vain suuntaa antava. [2]

Vuotovedet vaikuttavat sekä suorasti että epäsuorasti lämpöhäviöön. Vuodon vuoksi hukkaan menevä vesimäärä on suoraan lämpöhäviötä, kun sitä verrataan verkon kokonaisvirtaamaan. Toisaalta vuotovesi vaikuttaa myös epäsuorasti hyötysuhteeseen kostuttamalla eristettä ja aiheuttamalla vuotokohtaan ympärillä metalliputken korroosiota. Lisäksi vuotovedet vaikuttavat epäsuorasti verkon toimintaan korjaustöiden vuoksi. Kun vanha putkilinja tyhjennetään, jotta vuotokohta voidaan korjata, aiheuttaa se putken lämpöliikettä ja putken normaalien virtaus- ja lämpötila-arvojen muutosta. Tämä saattaa johtaa uuteen vuotokohtaan tyhjennetyn linjan heikoimmassa pisteessä, kun putkiosuus uudestaan täytetään. [1]

Nykyisin asennettavissa kaukolämpöputkissa (Mpuk) eristeenä käytettävän polyuretaanin lämmönjohtavuus riippuu kaukolämpöveden lämpötilasta. Mitä alhaisempi kaukolämpöveden keskimääräinen lämpötila on, sitä pienempi polyuretaanin lämmönjohtavuus on. Näin ollen mitä alhaisempi kaukolämpöveden lämpötila on, sitä parempi on polyuretaanin eristyskyky. Lämpötilavälillä 20 - 120 °C uuden polyuretaanieristeen lämmönjohtavuus pienenee noin 5 %, jos lämpötila alenee 10 °C. Vastaavasti eristeen lämmönjohtavuuden kasvaessa 10 %, kasvavat lämpöhäviöt noin 8,5 % (Anttonen). Lämpöhäviö riippuu ennen kaikkea kaukolämpöveden ja ympäristön välisestä lämpötilaerosta, joten alentamalla kaukolämpöveden lämpötilatasoja pienennetään kaukolämpöverkon lämpöhäviötä. [2] [4]

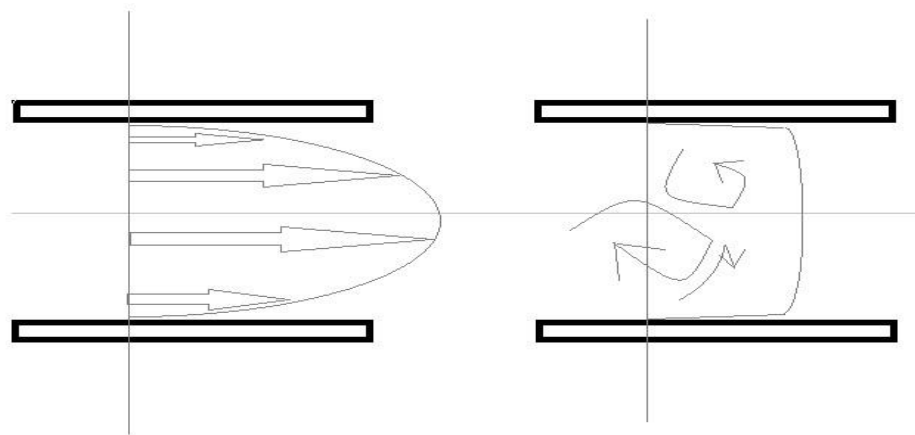
Ohjepeittosyvyyttä matalammasta peittosyvyydestä aiheutuva lämpöhäviö on verrattain pieni muihin lämpöhäviönlähteisiin verrattuna. Peittosyvyyden pienentäminen 10 %:lla aiheuttaa vain noin 0,25 % kasvun lämpöhäviössä. (Anttonen) [2]

Vaikka lämpöhäviöiden minimoimiseksi kiinnitettäisiin korostettua huomiota, jää aina muutaman prosentin suuruinen lämpöhäviö jäljelle. Tämä johtuu ennen muuta siitä, että eristepaksuuden kohtuuton lisääminen ei ole taloudellisesti kannattavaa. Vanhoissa verkoissa hyötysuhteen parantamisen pääpaino tulisi olla muissa keinoissa kuin eristepaksuudessa, koska eristepaksuuden parantamiseen ei ole nopeaa ja halpaa keinoa. Eristepaksuutta parannetaan vain saneerauksien sekä vuotokohtien paikkaamisen yhteydessä, jolloin saatetaan uusia vanha huonokuntoinen putki uudella paksueristeisemmällä putkella. [1]

4.2 Mittausten teoriaosa

Tarkastellaan putkivirtausta. Tilavuusvirta saadaan integroimalla virtausnopeutta sen poikkipinta-alan ylitse, jonka lävitse virtaus kulkee. Virtauksen nopeus ei kuitenkaan ole poikkipinta-alassa vakio, vaan muun muassa kitkan, painovoiman sekä turbulenssin vaikutuksesta virtausnopeus saattaa vaihdella eri osissa virtauskenttää. Näin virtaukselle muodostuu nopeusprofiili.[5]

Kaukolämpöveden virtausta mitattaessa mittarit ovat yleensä kalibroitu näyttämään tilavuusvirtaa. Massavirta saadaan kertomalla tilavuusvirta tiheydellä, tosin suoraan massavirtaa mittaaviakin antureita on käytössä. [5]



Kuva 1. Vasemmalla laminaari virtaus ja oikealla turbulentti virtaus.

Reynoldsin luku (Re) kuvaa virtauksen nopeusprofiilia. Kun $Re < 2000$, niin virtaus on yleensä laminaarista ja kun $Re > 4000$, on virtaus yleensä turbulenttista. Välillä $2000 < Re < 4000$ virtaus voi olla esimerkiksi putken karheudesta tai putken mutkista johtuvista häiriöistä riippuen kumpaa tahansa tyyppiä, mutta virtauksen nopeusprofiilin tyyppiä ei pystytä pelkän Reynoldsin luvun perusteella määrittämään. Tätä virtaustyyppiä kutsutaan transitiovirtaukseksi. Transitiovirtauksen nopeusprofiili on erittäin hankala määrittää, koska varsinaisia luotettavia mittausten menetelmiä tällä tapauksella ei ole. Virtauksen nopeus putkessa voi vaihdella suuresti, sen mukaan kumpi tapaus on kyseessä. Virtaustyyppien suurin ero on se, että laminaarista virtausta voidaan mallintaa suhteellisen tarkasti matemaattisilla yhtälöillä, kun taas turbulenttista virtausta mallinnettaessa tarvitaan miltei aina kokeellista tietoa yhtälöiden tueksi, koska

turbulenttisen virtauksen nopeuskomponentit riippuvat epämääräisellä tavalla ajasta ja paikasta. Toisaalta on osoitettu, että jos putki on hyvin sileä ja virtaus on häiriötön, nopeusprofiili saattaa säilyä laminaarina arvoon $2 \cdot 10^5$ asti. Reynoldsin luku putkivirtaukselle määritellään seuraavasti *kaavan 1* mukaisesti.[5] [6]

$$Re = \frac{vd}{\nu} = \frac{vd\rho}{\mu} \quad (1)$$

missä

V = keskimääräinen virtausnopeus (m/s)

d = virtausputken halkaisija (m)

ν = veden kinemaattinen viskositeetti ($\frac{m^2}{s}$)

ρ = veden tiheys ($\frac{kg}{m^3}$)

μ = veden dynaaminen viskositeetti (Pas)

Laminaarisen ja turbulenttisen virtauksen eroja on havainnollistettu alla olevilla *nopeusyhtälöillä 2 ja 3*.

$$v(r) = v_{max} \left(1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2\right) \quad (2) \text{ Laminaari}$$

,kun

$$v_{ave} = \frac{v_{max}}{2}$$

$$v(r) = v_{max} \left(1 - \frac{r}{R}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (3) \text{ Turbulentti}$$

,kun

$$v_{ave} = \frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} v_{max}$$

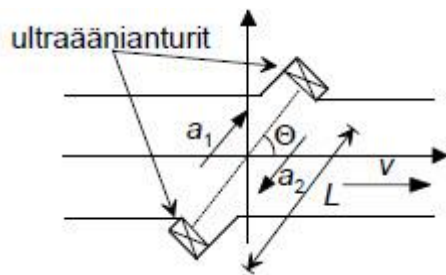
Yhtälössä 3 $1/n$ on 0,25-0,023 lg (Re). Turbulenttisessa virtauksessa Reynoldsin luvun kasvaessa nopeusprofiili muuttuu tasaisemmaksi lähestyen tulppavirtausta. Täytyy kuitenkin huomioda, että lähellä seinämää virtausnopeus on aina hyvin pieni, jopa miltei pysähtynyt. Tällöin pinnalle muodostuu rajakerros.[5] [6]

Virtauksen nopeusprofiilin kehittymiseen vaikuttavat suuresti virtauksen häiriöt kuten venttiilit, putkien mutkat, pumput ja pinnankarheus. Virtausanturin sijoituspaikan

valintaan onkin kiinnitettävä erityistä huolellisuutta, jotta häiriöiden vaikutukset pystytään minimoimaan. Lisäksi voidaan käyttää laskennallisia profiilinkorjauskertoimia, joilla häiriöiden vaikutusta mittaustulokseen voidaan minimoida. [5]

4.2.1 Ultraäänivirtausmittari

Ultraäänivirtausmittari on nykyisin yleisin kaukolämpöveden virtauksen mittaustapa. Muita yleisiä mittaustapoja ovat magneettiset mittarit sekä erinäiset perinteiset mekaaniset mittarit kuten mittalaippa. Ultraäänivirtausmittareita on kahta päätyyppiä; doppler -menetelmään perustuvat sekä kulkeaikaeroon perustuvat. Näistä kulkeaikaeroon perustuva mittaustapa on selvästi yleisin.[1][5]



Kuva 2. Kulkeaikaeroon perustuvan ultraäänivirtausmittarin toimintaperiaate.[5]

Kuvan 2 mukaisesti kulkeaikaeroon perustuvassa mittaustavassa putken vastakkaisilla puolilla on lähetin ja vastaanotinpari, joka on sijoitettu putkeen hieman vinosti. Suorassa menetelmässä kummastakin lähetimestä lähetetään samaan aikaan ultraäänisignaali. Kun signaali saapuu vastaanottimeen, mitataan näiden signaalien välinen aikaero. Taajuuseromenetelmässä puolestaan saapunut pulssi liipaisee uuden ultraäänipulssin, joten pulsseja lähetetään jatkuvasti. Lähetetyn ja vastaanotetun ultraäänisignaalin etenemisnopeus riippuu veden virtausnopeudesta sekä suunnasta. Veden virtausnopeus on puolestaan suoraan verrannollinen kulkeaikaeroon. Mitattu signaalin nopeus on keskinopeus antureiden välillä, joten se joudutaan korjaamaan Reynoldsin luvun pohjalta laskettavaan korjausketoimeen turbulenttiselle virtaukselle, jotta saadaan todellinen nopeus putken poikkileikkauksessa. Laminaarille virtaukselle korjauskertoimen arvo on puolestaan 0,75. Virtausnopeuden ja putken halkaisijan avulla lasketaan tilavuusvirta. Käytännössä mittari yleensä näyttää suoraan laskettua tilavuusvirtaa. [1][5]

$$v = \frac{2L\Delta t}{\cos\Theta(t_1+t_2)^2} = \frac{K\Delta t}{(t_1+t_2)^2} \quad (4)$$

Virtausnopeus saadaan *kaavan 4* mukaan. Kaavassa K on korjauskerroin, t on aika, Θ on kulma sekä L on mittauspisteiden välinen etäisyys. [8]

Yksisäteisellä ultraäänimittarilla mitattaessa, kuten *kuvassa 3*, saadaan tulokseksi keskimääräinen nopeus anturien välisellä radalla, ei koko putken poikkileikkauksessa. Mitattu nopeus on täten suurempi kuin keskimääräinen nopeus poikkileikkauksessa. Kun mitatun nopeuden ja todellisen keskimääräisen nopeuden suhde tunnetaan, saadaan mittaustulos korjattua oikeaksi korjauskertoimen K avulla. Kertoimen arvoon vaikuttaa siis nopeusprofiilin muoto, joka täysin kehittyneessä virtauksessa määräytyy Reynoldsin luvun perusteella. Käytännössä kaukolämpöverkossa erityisesti asiakkaiden kulutusmittausten yhteydessä nopeusprofiili on harvoin täysin kehittynyt johtuen erityisesti puutteellisista rauhoitusetäisyyksistä. [8]

Hyvinä puolina ultraäänivirtausmittareissa on, että virtaavan veden ominaisuudet eivät vaikuta mittaustulokseen, antureissa ei ole kuluvia tai painehäviöitä aiheuttavia osia ja ultraäänivirtausmittarit ovat kestäviä. Huonoina puolina ovat erityisesti pienissä putkissa pulssien taajuus-aikaeroista johtuva heikohko mittaustarkkuus ja nopeusprofiilin muutoksista aiheutuva mittaustarkkuuden heikkeneminen. Taajuus-aikaerosta johtuvaa epätarkkuutta pyritään parantamaan kasvattamalla mittausetäisyyttä, jolloin kulkuaikaeroa saadaan kasvatettua. Erityisesti isoissa putkissa ongelmana olevaa nopeusprofiilin vaihtelusta johtuvaa epätarkkuutta pyritään puolestaan minimoimaan käyttämällä useampia ultraäänikeilapareja, jotka ovat symmetrisiä virtausputken halkaisijan suhteen. [1]

Ultraäänivirtausanturin asentamiseen virtausputkeen pitää kiinnittää erityistä huomiota. Anturit vaativat häiriöttömän putkiosuuden sekä ennen että jälkeen mittauskohdan, jotta nopeusprofiili olisi täysin kehittynyt mittauksen kohdalla. Yleisenä minimiarvona voidaan pitää suoraa putkiosuutta $5D$ ennen ja $2D$ mittauskohdan jälkeen, kun D on putken halkaisija. Tampereen teknillisen yliopiston mittaustekniikan professori Jouko Halttunen on puolestaan anturifysiikan kurssilla esittänyt, että kulkuaikaeroon perustuvassa ultraäänivirtausmittauksessa rauhoitusetäisyyden tulisi olla $20 \dots 100D$ ennen ja $5 \dots 10D$ jälkeen mittauskohdan, jotta virtauksen nopeusprofiili olisi varmasti häiriötön. [1] [5]

Yksi suurimmista virtausmittauksen virhetekijöistä on asennuspaikan vaikutus. Vaikutus on mittauslaitteesta ja nopeusprofiilin muutoksesta riippuen $0 \dots \pm 30 \%$. Yleensä ei ole riittävästi tietoa virtausolosuhteista mittarin asennuspaikkaa suunniteltaessa, mutta vaikka tietoa olisikin, rauhoitusetäisyydestä saatetaan tinkiä tila- tai kustannussyistä. Myös aineominaisuuksien, kuten tiheysjakauman muutokset, aiheuttavat mittausvirhettä. Lisäksi erityisesti mekaanisilla mittareilla virtausolosuhteiden muutokset, kuten pinnan karheuden muutokset tai paine-erolaitteiden kriittiset pinnat, muuttuvat ajan myötä. [5]

Yhtenä ratkaisuna nopeusprofiilin muutoksen standardoimiseksi on käytetty virtauksen korjainta, jonka avulla pyritään aiheuttamaan samankaltainen nopeusprofiili virtauksille asennuspaikasta riippumatta. Kaukolämmön mittauksessa tämä menetelmä ei ole kovin käytännöllinen suuresta painehäviöstä johtuen. [5]

Lämpötilan vaikutus mittausvirheeseen riippuu käytettävästä mittauslaitteesta sekä putkidimensiosta. Putkiston lämpölaajeneminen aiheuttaa muutoksen virtausnopeudessa. Tämä vaikutus on sitä vähäisempi mitä suurempi virtausnopeus sekä putkikoko ovat. Lisäksi ultraäänen etenemisnopeus nesteessä muuttuu lämpötilan funktiona, mutta se on uusimmissa mittareissa huomioitu äänen etenemisnopeuden kompensointikertoimella. Uusimmissa mittareissa äänen nopeus lisäksi mitataan usein jokaisessa mittaustapahtumassa, jolloin sen lämpötilariippuvaisen muutoksen merkitys mittaustulokseen on vähäinen. [5]

Kaukolämpöveden mittauksissa painevaihtelut ovat yleensä hyvin vähäisiä paineiskuja lukuun ottamatta. Paineiskujen huomioon ottaminen virtausmittauksissa ei onnistu muuten kuin tarkemman verkostanalyysin avulla. [5]

Virtauksen sykkeisyys eli esimerkiksi kulmista ja supistuksista aiheutuva epäsäännöllinen virtauksen pyöriminen voidaan osittain toisaalta ottaa joissakin mittareissa huomioon. Mikäli sykkeisyyden aiheuttaja pystytään tarkasti selvittämään, voidaan mittarinkohdan nopeusprofiiliin laskea uusi korjauskerroin. Käytännössä tämä on kuitenkin liian hankalaa ja aikaa vievää, jotta sillä olisi käyttöä kaukolämmön mittauksissa. Esimerkiksi kaksi tai useampi perättäistä putkiston 90 asteen mutkaa saa virtauksen pyörimään, jolloin virtaus ei etene keskeisenä virtauksena vaan pyörimiskeskikipiste etenee epäkeskeisesti putkessa. Mittarityypistä ja mallista riippuen mittari näyttää tällöin joko liian suurta tai liian pientä vesivirtaa, niin että virtauksen aallonpituus muuttuu nopeusprofiilin kehittyessä. Tämäntyyllisen virhelähteen vaikutuksen poistaminen on hankalaa, joten virtausmittauksen paikan valinta korostuu mittausvirheen minimoimisessa. [5]

Ääniaallon osuessa kiinteään aineen ja nesteen väliseen rajapintaan, tapahtuu aallossa sekä taittumista että heijastumista. Tätä aaltoliikkeen taittumista käytetään putkenpäälle asennettavissa clamp-on ultraääniantureissa, joissa ääni kulkee poikittaisaaltona putkessa, mutta aallon osuessa kiinteään aineen ja nesteen väliseen rajapintaan muuttuu se pitkittäiseksi aaltoliikkeeksi. Nesteessä aalto jatkaa pitkittäisenä aaltoliikkeenä, koska poikittainen aaltoliike ei nesteessä kulje. Clamp-on mittareita käytetään kaukolämpöverkoissa lähinnä suoritettaessa kalibrointimittauksia referenssimittareina. [8]

4.2.2 Magneettiset virtausanturit

Magneettisten virtausantureiden toiminta perustuu Faradayn induktiolakiin, jonka mukaan johteen liikkeessa magneettikentässä ja leikatessa vuoviivoja siihen indusoituu jännite. Mitattavan aineen on oltava sähköä johtavaa, jotta mittaus voidaan toteuttaa. Jos kaukolämmön lisä- ja täyttövesi on vähäsuolaista, joudutaan veden johtokykyä nostamaan lisäämällä kaukolämpövedeen suolaa. Liiallinen suolapitoisuus aiheuttaa toisaalta putkien korroosiota. Suolapitoisuus on oltava yli $1\mu S/cm$, mutta alle $100\mu S/cm$. Magneettisten virtausanturien virtauksen mittaaminen noudattaa kaavaa 5. [5]

$$U = klBv\sin\theta \quad (5)$$

missä,

U= jännite (V)

k = korjauskerroin

l = elektrodien välinen etäisyys (m)

B = magneettivuon tiheys (T)

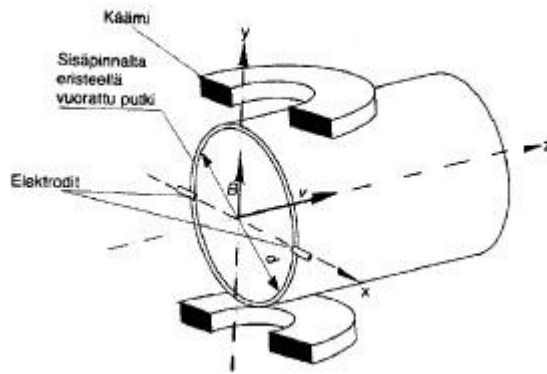
v = veden virtausnopeus (m/s)

θ = vuon ja nopeuden välinen kulma (°)

Mittaamalla sähköjännite (U) saadaan laskettua virtausnopeus. Virtausnopeuden ja putken halkaisijan avulla voidaan laskea tilavuusvirta. [1]

Vanhemmissa magneettisissa virtausantureissa käytettiin yleensä verkkotaajuista siniaallon muotoista kenttää, mutta uudemmissa antureissa käytetään yleisemmin pulssimagnetointia. Nykyisin käytetään yleisesti vaihtokenttämagnetointia, jonka etuina homogeeniseen magneettikenttään verrattuna ovat muun muassa mittaustarkkuus ja mahdollisuus pienikokoisille virtausputkille. [1] [5]

Nykyisin selvästi yleisimpään virtausanturiin eli ultraäänivirtausanturiin verrattuna magneettisten virtausantureiden mittaustarkkuus ei ole niin riippuvainen epätasaisesta nopeusprofiilista, koska epähomogeenisen kentän avulla nopeusprofiilin muutos putken poikkipinta-alan suhteen pystytään ottamaan paremmin huomioon. Ultraäänivirtausmittareihin verrattuna anturin vuorauksen pinnalle kertyvä sähköä johtava likakerros aiheuttaa negatiivisen mittausrvirheen koko mittausalueella, joten antureita tulee aina väliajoin puhdistaa riippuen siitä kuinka likaista vettä verkossa kiertää. [5]



Kuva 3. Magneettisen virtausanturin toimintaperiaate [1].

4.2.3 Lämpöenergiamittari ja lämpöanturipari

Lämpöenergiamittari on joko itsenäinen laite tai yhdistetty kokonaisuus, joka koostuu virtausanturista, lämpöanturiparista ja lämpömääränlaskimesta. Lämpöenergia saadaan integroimalla hetkellinen meno- ja paluupuolen lämpövirtojen ero ajan funktiona. Jonakin tiettyinä tarkastelujaksona *kaavan 6* mukaisesti hetkestä t_1 hetkeen t_2 käytetty lämpöenergia (Q) on lämpövirtojen Φ_m ja Φ_p erotuksen aikaintegraali. [1]

$$Q = \int_{t_2}^{t_1} (\Phi_m - \Phi_p) dt \quad (6)$$

missä

$$\Phi_m = c_m \dot{m}_m T_m$$

$$\Phi_p = c_p \dot{m}_p T_p$$

$$c_{mp} = \text{veden ominaislämpökapasiteetti vakiopaineessa} \quad \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right)$$

$$\dot{m}_{mp} = \text{veden massavirta} \quad (\text{kg/s})$$

$$T_{mp} = \text{veden lämpötila} \quad (^\circ\text{C})$$

$$\Phi_{mp} = \text{veden lämpövirta} \quad (\text{W})$$

Suurimman osan lämpöenergian mittauksista muodostavat kiinteistökohtaiset mittaukset. Mittausten putkidimensiot sekä mitattavat energiamäärät ovat pieniä verrattuna koko verkon mittauksiin tai tuotannon mittauksiin. Jonkin verran on käytössä myös huoneistokohtaisia mittauksia, jolloin jokaisen huoneiston mittaus talonyhtiössä suoritetaan erikseen tai lämpöenergia jaetaan huoneistojen jälkimittausten suhteessa. Huoneistokohtaiset mittaukset muodostavat selvän vähemmistön talonyhtiöiden mittauksista, koska käytännössä ei ole nähty järkeväksi ja kustannustehokkaaksi kohdistaa lämpöenergian käyttöä huoneistokohtaiseksi. [1]

Lämpömäärän laskin on se lämpöenergiamittarin osa, joka vastaanottaa viestit lämpötila- ja virtausantureilta ja laskee näiden tietojen avulla lämpöenergian määrän ottaen automaattisesti huomioon myös lämpötilatasoja vastaavat veden tiheydet ja ominaislämpökapasiteetit. Lämpömäärälaskin toimii 2..99°C:n lämpötila-alueella. Virherajat eivät saa ylittyä ympäristön lämpötilan vaihdellessa välillä 5...35°C. Lukemat säilyvät nykyisten mittareiden muistissa ainakin 12 kuukautta. [1]

Lämpötila-anturipari on puolestaan lämpöenergiamittarin osa, joka mittaa kaukolämpöveden meno- ja paluulämpötilat. Ne asennetaan joko suojataskuun tai ilman suojataskua. Tärkeää on huomioida, että niiden asennuspituus on riittävä. Anturit tulee asentaa niin, että mitattava virtaus ei aiheuta huomattavaa anturien lämpenemistä. Ne tulee asentaa putkeen joko vastavirtaan tai putken akselin suuntaisesti kohtisuoraan. Anturitaskujen asennustavan tulee lisäksi olla identtinen meno- ja paluupuolella, jotta asennuksesta ei aiheudu virhettä mittaukseen. Anturin johtopituuksien tulee myös olla identtiset, jotta signaalin johtimessa kulkema matka on identtinen sekä meno- että paluuputken mittauksessa. Yleisimmät käytettävät anturityypit ovat Pt100, Pt500 ja Pt 1000. Toimintaperiaatteeltaan anturityypit ovat samanlaiset. Merkintä Pt500 tarkoittaa, että ulkolämpötilassa 0 celsiusta anturissa on 500Ω resistanssi. Resistanssi muuttuu lämpötilan funktiona ja tätä muutosta anturi siis mittaa. [1]

4.2.4 Muut

Verkkoon sijoitettujen lämpöenergiamittausten avulla pystytään verkon hallintaa tarkentamaan aluekohtaisesti verkon lämpöhäviöiden, verkon lämpötilatasojen sekä asiakkaiden kokonaiskulutuksen oikeellisuuden valvomiseksi. Verkon lämpöenergiamittauksiin käytetyt ultraäänivirtausmittausanturit ovat kooltaan selvästi keskimääräisiä asiakasmittauksiin käytettäviä mittareita suurempia, mutta muuten toimintaperiaate on sama. Yleensä nämä verkon mittaukset ovat myös paikkakohtaisesti suunniteltuja ja rakennettuja. [1]

Asiakkaan mittauskeskuksen putkiston eristykset tulee pinnoittaa kauttaaltaan yhtenäisiksi huomioiden ympäröivät putkistot. Eristysten pintalämpötila ei saa missään olosuhteissa ylittää 35:ttä astetta. Eristämättä jätetään lianerottimet, tyhjennykset sekä virtausmittari. Tärkeää mittauskeskuksen eristämisessä on meno- ja paluupuolen lämpötila-antureiden samankaltainen menettely. Jos toinen eristetään, tulee toinenkin eristää. Kaukolämmön myyjän kannalta erityisesti ensiöpuolen putkieristykseen tulisi mittauskeskuksessa kiinnittää suurta huomiota lämpöhäviöiden minimoimiseksi. [1]

5 TEORIAN KOHDISTAMINEN VERKON OSIIN

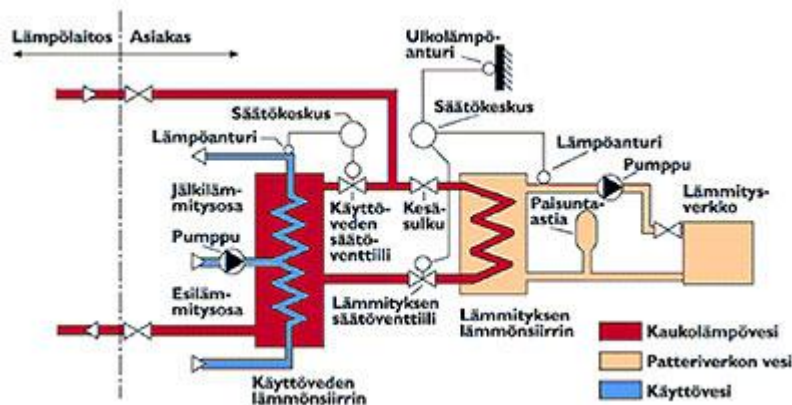
5.1 Asiakaslaitteet

Tasapuolinen asiakkaiden kohtelu edellyttää lämpöenergian luotettavaa mittaukseen perustuvaa laskutusta. Mittauksen tekninen suunnittelu sekä mittalaitteiden valinnan tulee pohjautua todelliseen tehontarpeeseen ja valmistajan ohjeisiin. Asennettavien lämpöenergiamittareiden tulee olla säädösten mukaisia. Yleiseen kulutukseen käytettävien mittarien on oltava tyyppihyväksytyjä myytäessä lämpöenergiaa. Mittarissa on oltava EU:n mittausdirektiivin mukainen CE-merkintä. Voimassa oleva suomalainen tyyppihyväksyntä kelpaa vuoteen 2016 asti. [1]

5.1.1 Lämmönsiirtimet

Lämmönsiirtimet toimivat pääsääntöisesti vastavirtaperiaatteella tehokkaimman mahdollisen lämmönsiirron mahdollistamiseksi ja ne mitoitetaan vastaamaan tarvittavaa suurinta hetkellistä lämmitystehoa. Mitoituksessa tavoitellaan tehokkainta mahdollista kaukolämpöveden jäähdytystä kaikissa käyttöolosuhteissa. Lämmönsiirtimen ensiö- ja toisiopuolen vesivirta ohjataan kulkemaan lämmönsiirtopintojen kautta. Jos toisiopuolen mitoituslämpötilaero on pieni esimerkiksi matala-energiataloissa tai uusissa lattialämmityskohteissa ja painehäviö ylittäisi sallitun 20kPa, voidaan tällöin osa toisiopuolen vesivirrasta ohjata lämmönsiirtopintojen ohitse. Toisiopuolen menovettä ei saa sekoittaa jäähtymättä paluuveteen.[1]

Lämmönsiirtimet tulee mitoittaa suurimman esiintyvän lämmitystehon mukaisilla lämpötilatasoilla. Lämmönjakokeskuksissa on yleensä kolme eri lämmönsiirrintä: lämpimän käyttöveden lämmönsiirrin, lämmityksen lämmönsiirrin sekä yleensä vielä erillinen ilmanvaihdon lämmönsiirrin. Joskus ilmanvaihdon ja lämmityksen lämmönsiirto on toteutettu samassa siirtimessä. Lisäksi joskus on kiinteistön tarpeen mukaisesti erillisiä lämmönsiirtimiä esimerkiksi piha-alueiden lämmittämiseksi talvella. Lämmöntarve eri siirtimillä vaihtelee suuresti ulkolämpötilan mukaan. Kesällä lähes kaikki kulutettu lämpöenergia on kuumen käyttöveden kulutusta, kun talvella puolestaan lämmityksen osuus on merkittävä. [1]



Kuva 4. Lämmönjakokeskuksen yksinkertaistettu kytkentä.[1]

5.1.2 Jäähdytymän parantamisen vaikutus ja jäähdytystermi

Verkon lämpöhäviöt pienenevät, kun paluuv veden lämpötilaa saadaan alennettua. Saatavan hyödyn määrä riippuu kuitenkin voimakkaasti jäähdyttävän kohteen sijainnista verkossa. Jos tarkasteltava jäähdytystä parantava asiakas koska sijaitsee lähellä tuotantolaitosta, jää putkipituus, jossa lämpöhäviöt pienenevät, lyhyeksi. Lisäksi verkon latvaosien kuluttajien menolämpötila on jo valmiiksi alentunut lämpöhäviöiden vaikutuksesta sekä aluejohdoissa että erityisesti talohaaroissa, jolloin mahdollisuudet jäähdytymän parantamiseen voivat olla rajalliset. [13]

Asiakkaiden lämmönsiirtimien parantuneesta jäähdytymästä johtuva kaukolämpöveden paluulämpötilan aleneminen pienentää vesivirtaa ja mahdollistaa näin ollen saman kaukolämpötehon siirtämisen pienemmissä putkissa. Yksittäisen asiakkaan jäähdytymän parantaminen ei vaikuta suuresti koko verkon tilanteeseen. Hyöty saadaan, kun onnistutaan parantamaan tilannetta koko verkon alueella, erityisesti latvaosassa. Jäähdytymän parantuessa kasvaa myös verkon siirtokapasiteetti. Nykyiset putkidimensiot riittävät tällöin paremmin vastaamaan esimerkiksi uusien asuinalueiden rakentamisesta johtuvaan kasvaneeseen kysyntään. [2]

Tulee myös huomata, että jäähdytymän parantaminen yksittäisillä kuluttajilla ei mahdollista menolämpötilan laskua koko verkon tasolla, koska lämmönjakokeskukset vaativat mitoituslämpötilan alarajan mukaisen menoveden lämpötilan eikä yksittäisten kuluttajien parempi jäähdyvyys muuta tilannetta. Parantunut jäähdyvyys pystytään hyödyntämään vain jos verkon kriittisten kuluttajien lämmönsiirtimet ovat mitoitettu alhaisempaa lämpötilatasoa varten. Toisaalta tutkimuksissa on huomattu (esimerkiksi ”Kaukolämpöveden jäähdytymän kasvattaminen” Electrowatt- Ekono 2001), että monet asiakkaiden lämmitysjärjestelmät ovat nykyisellään jopa 30 % ylimitoitettuja.

Ylimitoituksen ansioista asiakkaiden lämmönsiirtimiin voidaan ajaa kylmempää kaukolämmön menovettä. Mahdollisen kaukolämpöjärjestelmän menoveden lämpötilan alentaminen riippuu silti kriittisten asiakkaiden menolämpötilan tason tarpeesta.[13]

Kaukolämpöveden jäähtymää voitaisiin mahdollisesti parantaa ottamalla laskutuksessa käyttöön jäähtymähyvitys, jolloin asiakkaita kannustettaisiin tarkkailemaan ja parantamaan jäähtymäänsä. Keskimäärin kaukolämpöjärjestelmän paluueden lämpötila on nykyisellään korkeampi kuin lämmönsiirtimien mitoituslämpötilan mukaisesti sen kuuluisi olla. Jäähtymähyvitys kannustaa uusia verkkoon liittyjiä myös mitoittamaan tarkemmin lämmönsiirtimensä investointivaiheessa. Oikealla lämmönsiirtimen mitoituksella voidaan pudottaa selvästi paluulämpötilaa. [13]

Myös käyttöveden jatkuva kierto on merkittävä paluueden lämpötilaa nostava tekijä. Käyttöveden jatkuvaa kiertoa optimoimalla voidaan paluueden lämpötilaa alentaa selvästi ja täten parantaa jäähtymää. [13]

Parantunut asiakaslaitteiden jäähtymä vähentää kaukolämpöverkoston lämpöhäviöitä, koska mitä alhaisempi kaukolämpöveden keskimääräinen lämpötila on, sitä pienempi lämpötilaero kaukolämpöveden ja maaperän välillä on.

5.2 Verkosto-osat

5.2.1 Lämpöhäviöt kaukolämpöputkissa

Kaukolämpöverkon lämpöhäviöt vaihtelevat putkidimensioiden mukaan. Pienissä kaukolämpöverkoissa, joiden putkidimensiot ovat keskimäärin DN50, verkon lämpöhäviöt ovat luokkaa 10–20 % vuodessa. Suuremmissa verkoissa, joissa putkidimensiot on keskimäärin DN150, ovat häviöt edellä mainittua selvästi pienempiä ollen luokkaa 4-10 %. Pienten verkkojen suhteellisesti suuremmat häviöt johtuvat suuremmasta vaippapinta-alasta suhteessa siirtokykyyn eli pienten putkidimensioiden putken pinta-ala on suhteessa selvästi suurempi kuin putkessa siirtyvä lämpöenergian määrä verrattuna suurempiin putkidimensioihin. [1] [3]

Lämmön johtuminen on kaukolämpöputken tapauksessa suoraan verrannollinen lämpötilaeroon kaukolämpölinjan ja maaperän välillä. Kaukolämpöjohdosta lämpöä siirtyy putkesta maaperään ja siitä edelleen ympäristöön. Lämpöhäviö riippuu täten voimakkaasti ulkoilman lämpötilasta ja esimerkiksi roudasta. Osa lämmöstä johtuu myös menoputkesta paluuputkeen. Tämä osa ei varsinaisesti mene suoraan lämpöhäviöksi, vaan palaa lämmöntuotantolaitokselle hyödynnettäväksi. Toisaalta tämä ylimääräinen lämpö kiertää verkossa turhaan, kun tavoitteena erityisesti CHP-laitoksissa

on yleensä paluulämpötilan minimoiminen rakennusasteen nostamiseksi ja polttoaineiden käytön optimoimiseksi. [1] [3]

5.2.1.1 Lämpövastukset

Eristeaineena kaukolämpöjohdoissa käytetään pääasiassa polyuretaania. Vanhoissa betonikanavajohdoissa käytettiin yleisesti mineraalivillaa. Lisäksi vanhoissa johdoissa on jonkin verran käytetty muun muassa vaahdotettua polyeteeniä. Kaukolämpöjohdon eristyksen lämmönjohtavuus λ_i riippuu käyttölämpötilasta, kosteudesta, tilavuuspainosta sekä eristyksen iästä. [1] [3]

$$\lambda_i = \lambda_{60} + \lambda_{ikä} + \lambda_{kosteus} + \lambda_{konvektio} \quad (7)$$

missä

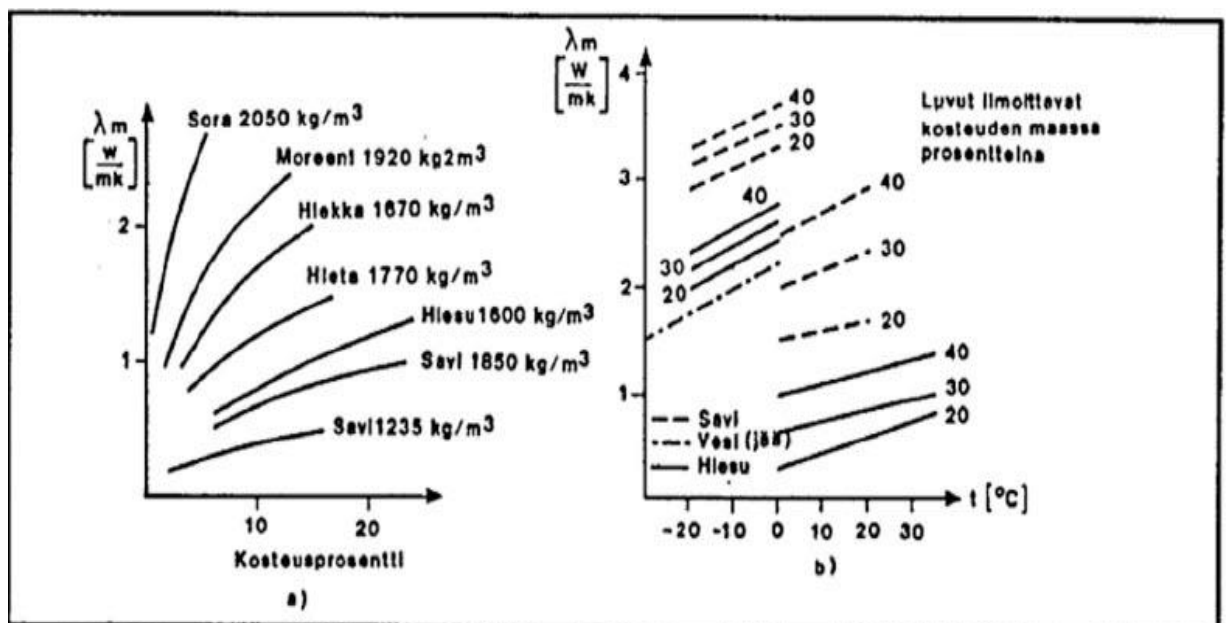
λ_{60} = eristeen keskimääräinen lämmönjohtavuus uutena 60°C:n keskilämpötilassa.

$\lambda_{ikä}$ = eristeen käyttöiän aiheuttama lämmönjohtavuuden muuttuminen.

$\lambda_{kosteus}$ = kosteuden aiheuttama muutos.

$\lambda_{konvektio}$ = eristyksen epätasaisuudesta johtuva hallitsemattomien konvektiovirtausten aiheuttama lisäys. Esiintyy merkittävässä määrin vain villaeristeessä.

Maaperän lämmönjohtavuus λ_g kuvan 5 mukaisesti maaperän laadun ja kosteuden mukaan välillä 0,5...3,5 W/ mK.



Kuva 5. Maaperän lämmönjohtavuuden vaihtelu. [1]

5.2.1.2 Lämpöhäviöiden määrittäminen

Tarkastellaan lämpöhäviön määrittämistä eri komponenttien pohjalta *kuvan 6* mukaisesti. *Kuvan 6* mukaisesti lasketaan menoputken ja paluuputken lämpöhäviöt yhtälöistä:

$$\Phi'_m = U_{1m}(T_m - T_g) - U_{2m}(T_p - T_g) \quad (8)$$

$$\Phi'_p = U_{1p}(T_p - T_g) - U_{2p}(T_m - T_g) \quad (9)$$

Kun putket ovat symmetrisesti ($U_{1m} = U_{1p} = U_1$ ja $U_{2m} = U_{2p} = U_2$), saadaan kokonaislämpöhäviöksi

$$\Phi'_{tot} = \Phi'_m + \Phi'_p = 2(U_1 - U_2) \left[\frac{T_m - T_p}{2} - T_g \right] \quad (10)$$

missä

T_m = menolämpötila (°C).

T_p = paluulämpötila (°C).

T_g = häiriöttömän maaperän lämpötila upotussyvyydellä. (°C)

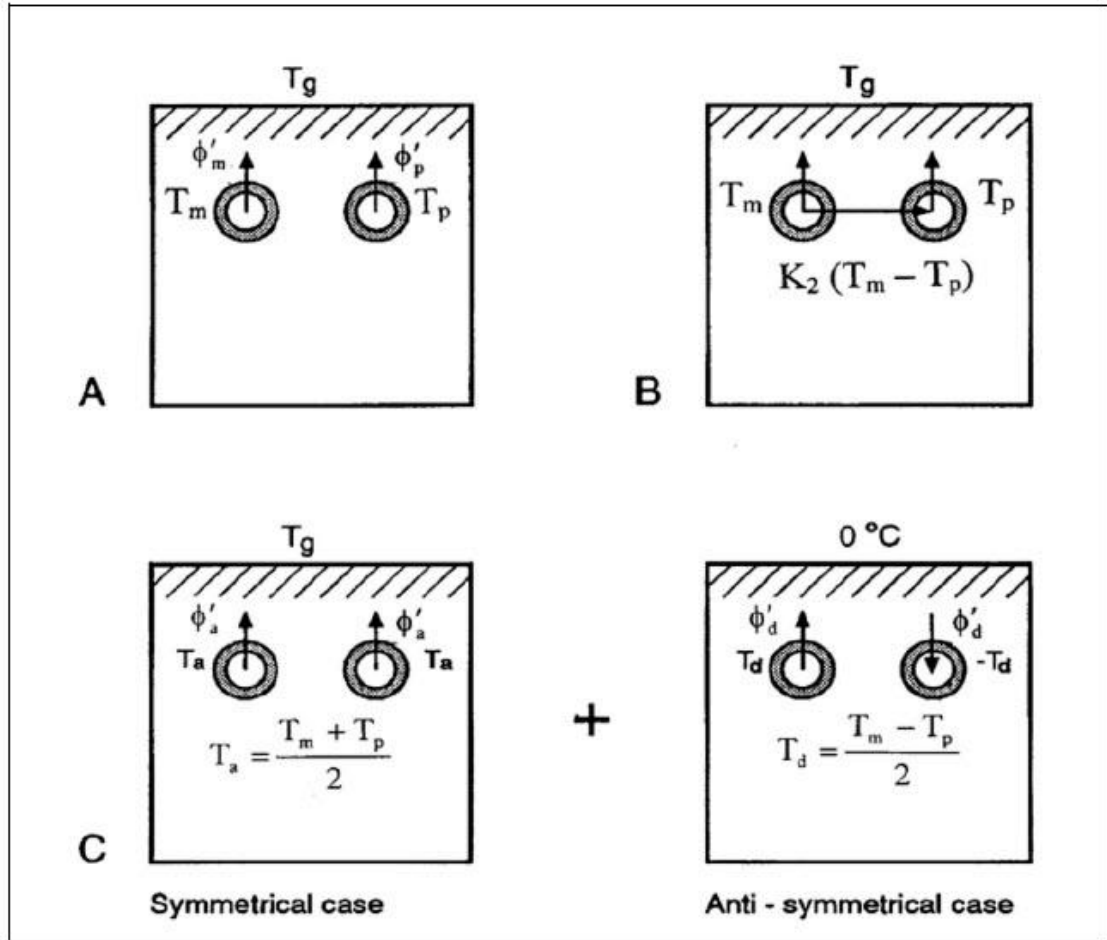
U_1 ja U_2 ovat lämmönläpäisykertoimia, jotka määritellään *yhtälöissä 13 ja 14*.

Kuvan 6 mukaan yhtälöt voidaan kirjoittaa myös seuraavasti:

$$\Phi'_m = (\Delta U)(T_m - T_g) + U_2(T_m - T_p) \quad (11)$$

$$\Phi'_p = (\Delta U)(T_p - T_g) - U_2(T_m - T_p) \quad (12)$$

Yhtälöistä 11 ja 12 huomataan menopuolen lämpöhäviön koostuvan lämpövirrasta menoputkesta maaperään ja lämpövirrasta menoputkesta paluuputkeen. Paluuputken lämpöhäviö koostuu puolestaan lämpöhäviöstä maaperään, josta lisäksi vähennetään menoputkesta siirtyvä lämpöenergia. Lämmönläpäisykerroin U_2 kuvaa menoputken ja paluuputken välistä lämmönsiirtoa. [1] [3]



Kuva 6 . Maahan upotettujen kaukolämpöputkien lämpöhäviöiden määrittäminen.[1]

Kun putket ovat symmetrisesti, lasketaan lämmönsiirtokertoimet U_1 ja U_2 seuraavasti:

$$U_1 = \frac{R_g + R_i}{(R_g + R_i)^2 - R_m^2} \quad (13)$$

$$U_2 = \frac{R_m}{(R_g + R_i)^2 - R_m^2} \quad (14)$$

missä

R_g = maaperän lämpövastus/pituus sisältäen lämpövastuksen kanavan pinnalla. $\left(\frac{m^\circ\text{C}}{W}\right)$

R_i = eristeen ja vaipan lämpövastus/pituus. $\left(\frac{m^\circ\text{C}}{W}\right)$

R_m = putkien keskinäisen vaikutuksen huomioiva lämpövastus/pituus. $\left(\frac{m^\circ\text{C}}{W}\right)$

Näistä saadaan

$$\Delta U = \frac{1}{R_g + R_i + R_m} \quad (15)$$

Erityyppisten johtojen lämpövastusten laskentayhtälöitä on esitetty *kuvassa 7*. Eristämättömän putken kohdalla maaperän lämpövastus lasketaan *yhtälöstä 16*. [1] [3]

$$R_g = \frac{1}{2\pi\lambda_g} \ln \left[\frac{2H}{D_c} + \sqrt{\left(\frac{2H}{D_c}\right)^2 - 1} \right] \quad (16)$$

Jos putket sijaitsevat betonikanavassa, jonka sisällä on ilmatilaa kuten elementtimineraalivillan tapauksessa, lisätään betonin pinnan lämpövastus R_{hg} maaperän lämpövastukseen. Maanpinnan lämpövastus muutetaan tavallisesti ekvivalentiksi maakerrokseksi, jolloin korjattu putken sijaintisyvyys saadaan *yhtälöstä 17*. [1] [3]

$$H = H' + \frac{\lambda_g}{h_{gs}} \quad (17)$$

missä

$$h_{gs} = \text{lämmönsiirtokerroin maanpinnalla, yleensä } 12 \dots 15 \quad \left(\frac{W}{m^2K}\right)$$

$$\lambda_g = \text{maaperän lämmönjohtavuus} \quad \left(\frac{W}{mK}\right)$$

$$H' = \text{putken todellinen sijaintisyvyys} \quad (m)$$

Veden ja putken rajapinnan sekä putken seinämän lämpövastukset jätetään huomioimatta.

Eristetyn putken eristeen ja vaipan lämpövastus lasketaan *kaavan 18* mukaisesti.

$$R_i = \frac{1}{2\pi\lambda_i} \ln \left(\frac{D_i}{D_p} \right) + \frac{1}{2\pi\lambda_c} \ln \left(\frac{D_c}{D_i} \right) + R_{hi} \quad (18)$$

missä

D_c määritellään *kuvasta 7*.

$$D_p = \text{eristeen sisähalkaisija} = \text{putken ulkohalkaisija} \quad (m)$$

$$D_i = \text{eristeen ulkohalkaisija} \quad (m)$$

$$R_{hi} = \text{lämpövastus eristeen pinnalla betonikanavassa, jossa on ilmatila} \quad \left(\frac{m^{\circ}C}{W}\right)$$

Putkien keskinäisen vaikutuksen huomioiva lämpövastus R_m saadaan laskettua *yhtälöstä 19* kiinnivaahdotetuille kaukolämpöputkille (Mpuk ja 2Mpuk).

$$R_m = \frac{1}{4\pi\lambda_g} \ln \left(1 + \left(\frac{2H}{E} \right)^2 \right) \quad (19)$$

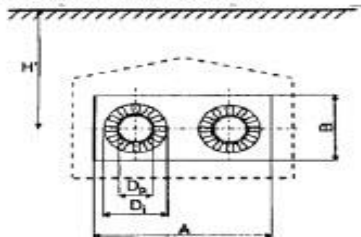
missä

E = putkien keskikohtien välinen etäisyys (m)

H = korjattu putken sijaintisyvyys (m)

λ_g = maaperän lämmönsiirtokerroin $\left(\frac{W}{mK}\right)$

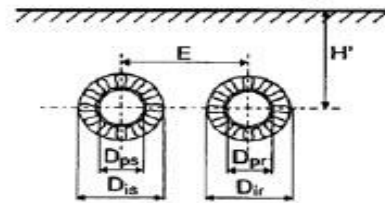
Betonikanava ja putkien ympärillä mineraalivillaeriste



$$D_c = \frac{22 \cdot A \cdot B}{A + B} \quad h_s = 7.7 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K)}$$

$$R_{hi} = \frac{1}{\pi D_i h_s} \quad R_{hg} = \frac{1}{2(A+B) \cdot h_s} \quad R_m = R_g$$

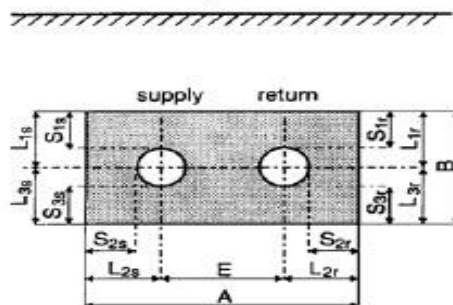
Kiinnivaahdotetut putket



$$D_c = D_i \quad R_{hg} = R_{hi} = 0$$

$$R_m = \frac{1}{4\pi\lambda_g} \ln \left(1 + \left(\frac{2H}{E} \right)^2 \right)$$

Betonikanava ja solumainen betonieriste



$$R_{hg} = R_{hi} = 0$$

$$S_{\max s} = \text{maximum of } S_{1s}, S_{2s}, S_{3s}$$

$$S_{\min s} = \text{minimum of } S_{1s}, S_{2s}, S_{3s}$$

$$\text{For } S_{\max s} / S_{\min s} < 2: D_{cs} = D_{is} = \frac{35.2}{\frac{5}{L_{1s}} + \frac{4}{L_{2s}} + \frac{5}{L_{3s}} + \frac{2}{E}}$$

$$R_{ms} = R_{gs} + R_{is} - \left[\frac{2\pi\lambda_i}{\ln \left(\frac{E}{D_{ps}} + \sqrt{\left(\frac{E}{D_{ps}} \right)^2 - 1} \right)} + \frac{0.4 \cdot E \cdot (\lambda_g - \lambda_i)}{B \cdot R_{is} \cdot \lambda_g} \right]^{-1}$$

Kuva 7. Erilaisten kaukolämpöjohtojen lämpövastuksia.[1]

Käytännössä kaikki maahan upotetut putket ovat eristettyjä putkia. Eristetyille putkille maaperän lämpövastus määritellään yhtälöiden 20 ja 21 avulla. Eristämättömille putkille yhtälön 16 avulla. [1]

Kiinnivaahdotetuille putkille $D_c = D_i$ ja $R_{hg} = R_{hi} = 0$.

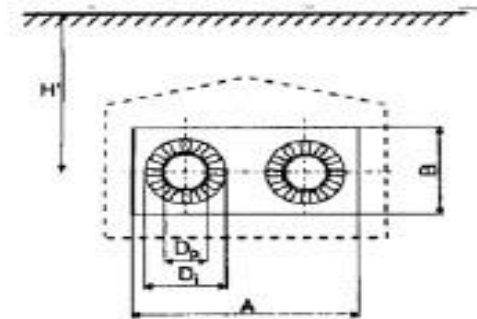
$$R_g = \frac{1}{\pi \lambda_g} \left[\ln \left(\frac{4H}{D_c} \right) - \frac{\left(\frac{D_c}{2E} \right)^2 + \left(\frac{D_c}{4H} \right)^2 + \frac{D_c^2}{4(4H^2 + E^2)}}{\frac{1+\beta}{1-\beta} - \left(\frac{D_c}{2E} \right)^2} \right] \quad (20)$$

$$\beta = \frac{\lambda_g}{\lambda_i} \ln \left[\frac{D_i}{D_p} \right] \quad (21)$$

Käyttäessä yhtälöitä 20 ja 21 virhe on alle 0,5 %. Laskettaessa lämpöhäviöitä muun muotoisille kuin pyöreille kaukolämpökanaville muotoa approksimoidaan. Muun muassa suorakulmainen tai neliönmuotoinen kanava redusoidaan vastaavanlaiseksi pyöreäksi putkeksi. [1]

5.2.1.3 Betonielementtikanavien laskenta (Emv)

Kuvassa 8 on esitetty betonielementtikanavan redusoimisen ympyräputkeksi laskennan helpottamiseksi.



Kuva 8. Betonielementtikanavan redusoiminen ympyräputkeksi.

$$D_c = \frac{2,2AB}{A+B} \quad (22)$$

$$R_{hi} = \frac{1}{\pi D_i h_s} \quad (23)$$

$$R_{hg} = \frac{1}{2(A+B)h_s} \quad (24)$$

Lasketaan lämpöhäviöt kohdan 5.2.1.2 mukaisesti käyttämällä lähteen energiateollisuus [1] korjauskertoimia betonielementtikanavalle.

Lisäksi betonielementtikanavan tapauksessa oletetaan, että $h_s = 7,7 \frac{W}{m^2K}$, $R_m = R_g$ sekä lisätään betonin pinnan lämpövastus R_{hg} .

Lasketaan aluksi *yhtälöstä 22* redusoitu halkaisija, jonka jälkeen lasketaan edellä esitetyt *yhtälöt 22 ja 23*. Näistä saadut korjauskertoimet sijoitetaan *yhtälöihin 16, 17 ja 18*.

Näin ollen saadaan muodostettua *lämpövastusyhtälö 25*.

$$\Delta U = \frac{1}{R_g + R_{hg} + R_i} \quad (25)$$

Näin voidaan *yhtälön 10* avulla laskea lämpöhäviö putkimetriä kohden.

$$\Phi'_{tot} = \Phi'_m + \Phi'_p = 2(\Delta U) \left[\frac{T_m - T_p}{2} - T_g \right] \quad (10)$$

5.2.1.4 Maaventtiilikaivot

Maaventtiilikaivojen lämpöhäviö on selvästi alhaisempi kuin betonielementtikaivojen, johtuen pääasiassa pienemmästä putkipituudesta kaivoissa sekä venttiilielementtien eristyksestä. Kiinnivaahdotettujen putkien venttiilielementtien lämpöhäviön ei pitäisi poiketa suoran putken lämpöhäviöstä. Käytännössä kuitenkin esimerkiksi venttiilin karan kautta johtuu lämpöä.

Kaukolämpöverkon maaventtiilikaivojen lämpöhäviöistä voidaan tehdä arviolaskelma tutkimalla montako kaivoa verkossa sijaitse. Arvioidaan montako kanavametriä putkea kaivossa sijaitsee ja otetaan huomioon normaalin eristetyn putken lämpöhäviö. Laskemalla nämä arvot saadaan arvio verkon maaventtiilikaivojen lämpöhäviö putkityyppien mukaan.

5.2.1.5 Betonielementtikaivot

Yleensä kaukolämpöverkoissa betonielementtikaivot sijaitsevat vanhojen Emv- ja Mpul-linjojen varrella, mutta poikkeustapauksissa kuten teiden alituksissa yksittäisiä

betonielementtikaivoja saattaa olla alueilla, jotka on rakennettu 2Mpuk- ja Mpuk-putkityypeillä.

Betonielementtikaivojen lämpöhäviö lasketaan lämpövastusten avulla *yhtälöistä 26 ja 27*.

$$\dot{V} = UA(T - T_0) \quad (26)$$

$$\frac{1}{UA} = \frac{1}{2\pi L} \left(\frac{1}{r_1 h_{cr}} + \frac{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}{K_A} + \frac{1}{r_2 h_0} \right) \quad (27)$$

missä,

U = lämmön läpäisykerroin	$\left(\frac{W}{K}\right)$
A = pinta-ala	(m^2)
T = veden lämpötila	$(^{\circ}C)$
T_0 = ympäristön lämpötila	$(^{\circ}C)$
L = putken pituus	(m)
r_1 = putken sisäsäde	(m)
r_2 = putken ulkosäde	(m)
K_A = ruostumattoman teräksen lämmönjohtumiskerroin	$\left(\frac{W}{mK}\right)$
h_{cr} = putken sisäpuolen lämmönsiirtokerroin, konvektio	$\left(\frac{W}{m^2K}\right)$
h_0 = putken ulkopuolen kokonaislämmönsiirtokerroin, säteily ja konvektio	$\left(\frac{W}{m^2K}\right)$
\dot{V} = tilavuusvirta	$\left(\frac{m^3}{s}\right)$

Yhtälöistä 26 ja 27 saadaan eristämättömän teräsputken lämpöhäviö. Tämä lämpöhäviö korjataan betonielementtikaivon lämpöhäviöksi arvioimalla kuinka suurelta osin kaivon putki on eristetty tai eristämätön.

5.2.1.6 Lämpötilatasot

Verkon lämpötilatasoilla voidaan tarkoittaa kahta eri asiaa. Tuotannon kannalta sillä tarkoitetaan tuotantolaitoksilla tai lämmön ostomittauspisteillä vallitsevia meno- ja paluuvien lämpötiloja. Toisaalta lämpötilatasoilla voidaan tarkoittaa asiakkaiden lämmönsiirtimillä tulevan ja lähtevän kaukolämpöveden lämpötiloja. Taloudelliselta kannalta meno- ja paluuvien lämpötilojen keskiarvo on myös tärkeä, koska se on verrannollinen siirrettyyn lämpötehoon. [11]

Verkon lämpötilatasot voivat vaihdella erityisen voimakkaasti runkolinjan ja talohaarojen välillä. Jos talohaaran tai linjan latvaosan kaukolämmön kulutus on pieni, on myös veden virtausnopeus alhainen. Tällöin linjassa virtaavalta vedeltä voi kulua suuri aika ennen kuin se on virrannut kaukolämpölinjasta kulutuspisteen lämmönsiirtimeen, jolloin menovesi saattaa jäähtyä jopa kymmeniä asteita. Lämpötehontarpeen tyydyttämiseksi lämmönsiirrin kasvattaa vesivirtaa tehon tarpeen tyydyttämiseksi, jos menoveden lämpötila on alhainen. Tämä lisääntynyt vesivirta kasvattaa sekä pumppauskustannuksia että lämpöhäviöitä verkon veteen sitoutuneen energiamäärän lisääntymisen myötä. Tämä on yleinen ongelma erityisesti uusilla pientaloalueilla, joissa kulutus on vähäinen varsinkin kesäaikaan. Ongelmaa pyritään minimoimaan esimerkiksi linjan päässä paluuputkeen asennettavalla paluuveden termostaatilla.

Alueilla, joissa kaukolämpöverkko on vasta rakenteilla tai kaukolämpöverkko on mitoitettu suuremmalle kulutukselle kuin toteutunut kulutus on, matalammat verkon keskilämpötilat eivät välttämättä tarkoita matalampia lämpöhäviöitä. Tällöin matalammat keskilämpötilatasot saattavat tarkoittaa suurempia putkidimensioita, jotka normaalisti tarkoittavat kasvavia lämpöhäviöitä. [11]

Lämpöenergia per putkimetri (MWh/m) termillä kuvataan, paljonko tietyn putkilinjan kautta siirtyy lämpöenergiaa per kanavametri tietyn kaukolämpöalueen latvaosiin. Termillä lämpöenergia per neliömetri (MWh/m^2) puolestaan kuvataan asiakkaiden lämpöenergiankulutusta rakennuspinta-alaa kohti. Tanskalaisen tutkimuksen mukaan (IEA, 2005, Zinko) lämpöenergia per putkimetri parametrin raja-arvo taloudellisesti kannattavalle investoinnille nykyisten suunnitteluohjeiden mukaan suunnitelluilla alueilla on 0,2 MWh/m vuodessa ja pienennetyille putkidimensioille 0,15 MWh/m vuodessa. Alle näiden raja-arvojen investointi ei tutkimuksen mukaan ole taloudellisesti kannattavaa kuin vain erikoistapauksissa suurten lämpöhäviöiden ja suurten investointikustannusten vuoksi. Ruotsalaisessa tutkimuksessa (IEA, 2005, Zinko) rajat määräytyivät puolestaan normaaleille putkidimensioille 0,35 MWh/m vuodessa.[12]

Termistä paksuutta W (m) kuvataan *kaavassa 28*. *Kuva 9* puolestaan kuvaa energiaa per rakennuspinta-ala energian per putkimetri funktiona eri putkilinjan pituuksilla. [12]

$$W = \frac{A}{p_r + \frac{p_t}{c}} \quad (28)$$

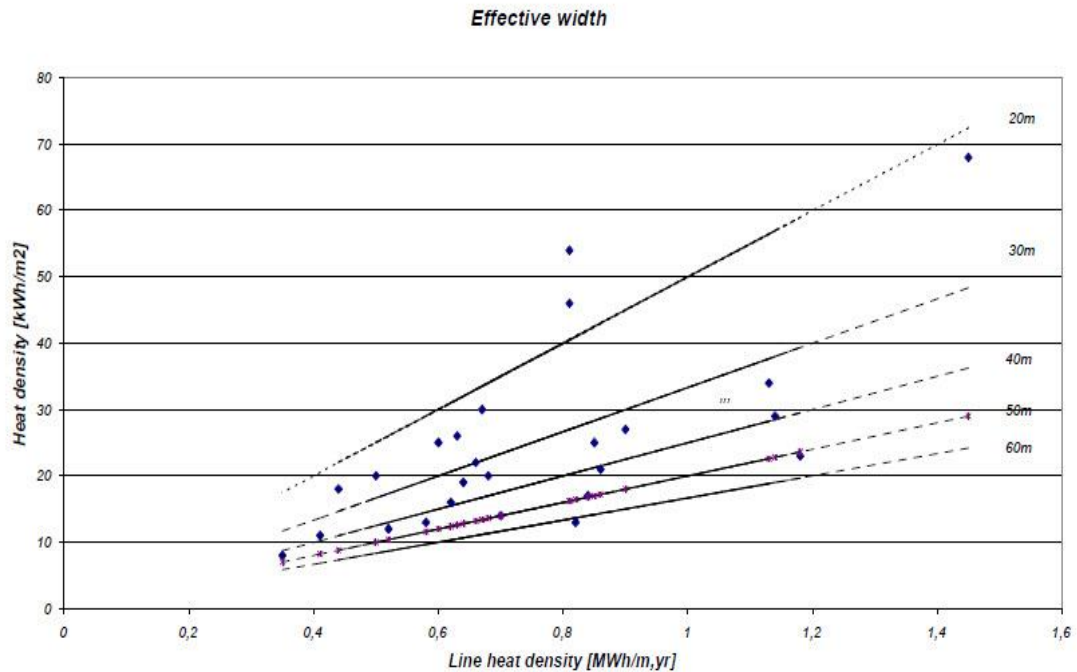
missä,

A = alueen pinta-ala

p_r = alueen runkolinjan pituus

p_t = alueen talohaarojen pituus

c = alueen kiinteistöjen kaukolämpöön liittymisen aste



Kuva 9. Lämpöenergian tiheyden per rakennuspinta-ala ja lämpöenergian tiheyden per putkimetri välinen riippuvuus. Pisteiden poikkeavuus käyrältä kuvaa tilannetta kun kaikki kiinteistöt alueelta eivät ole liittyneet kaukolämpöön. [12]

Termillä terminen paksuus kuvataan kuinka pienelle alueelle lämmönkulutus sijoittuu sekä paljonko lämpöä kulutetaan. Alueilla, joilla on jokin tietty lämmön terminen tiheys voi olla erilainen terminen paksuus ja pituus. Sama pätee alueille, joiden pinta-ala on sama, mutta putkiston rakenne on erilainen. Suunniteltaessa uusia kaukolämpöalueita tulee kiinnittää erityistä huomioita termisen paksuuden huomioon ottamiseen, koska mitä suurempi terminen paksuus on, sitä pienempiä ovat yleensä myös putkipituudet sekä lämpöhäviöt. [12]

Lämmöntuotannon kannalta paluulämpötilan lämpötilatasojen laskemisella ei saada suurta hyötyä lämpölaitoksilla, joissa ei ole lämmön talteenottojärjestelmää esimerkiksi savukaasupesuria, mutta CHP-laitoksilla paluulämpötilan laskemisen merkitys on huomattava sähkön tuottamisen kannalta. Jos lämpölaitoksella on lämmöntalteenottosavukaasupesuri, kaukolämmön paluulämpötilan alentamisen hyödyt ovat merkittävät polttoaineen kulutuksen kannalta. Tällöin kaukolämmön paluuveden lämpötilaa alentamalla savukaasujen lämpötila savukaasupesurin jälkeen alenee, jolloin suurempi osa savukaasujen kosteudesta lauhtuu ja suurempi energiamäärä pystytään hyödyntämään kaukolämmöksi. Vaikutus kasvaa sitä enemmän, mitä suurempi polttoaineen kosteusprosentti on. [13]

Kaukolämmön paluuedellä ei ole minimiarvoa verkon toiminnan kannalta. Eri kuluttajien paluulämpötila voi vaihdella suuresti, mutta paluulämpötila tasaantuu ennen voimalaitokselle paluuta, kun runkolinjan paluujohtoon on palannut kaikkien kuluttajien kaukolämpövesi. Näin ollen yksittäiselle kuluttajalle ei ole järkevää asettaa lämpösopimukseen paluueden minimiarvoa. Maksimiarvona lämpösopimuksessa on paluuedelle määritetty yleensä 65 astetta. Menoveden alarajaksi on puolestaan yleensä määritetty samainen 65 astetta. [13]

5.2.1.7 Kiertolenkit

Kaukolämpöverkossa sijaitsee kiertolenkkejä esimerkiksi pitkien linjojen päässä tai vanhojen poistettujen huipputeholaitosten kohdalla, joissa laitos on poistettu, mutta putket jätetty maaperään esimerkiksi kustannussyistä. Kiertolenkkien tehtävänä on estää veden virtauksen pysähtyminen, mikä saattaisi johtaa talvella veden jäätymiseen linjan päässä. Pitkien linjojen päässä kiertolenkkien tehtävä on edistää veden virtausta, jos linjan latvaosan kulutus on linjan pituuteen ja kokoon nähden vähäistä.

Veden virtausta voidaan rajoittaa myös asentamalla paluuputkeen termostaatti, jonka avulla pyritään pitämään lämpötilatasot haluttuina. Termostaatti kuristaa tietyn putkiosan virtausta vaatimalla paluueden lämpötilaksi tietyn paluueden arvon.

Kiertolenkkien kautta kulkeva vesivirta voidaan laskea jatkuvuusyhtälön sekä energiyhtälön sovellutuksen, Bernoullin yhtälön, avulla, kun putkilinjan paine-ero sekä linjan ja kiertolenkin putkidimensiot tiedetään. Jatkuvuusyhtälön, *yhtälö 29*, ja Bernoullin yhtälön, *yhtälö 30*, avulla saadaan laskettua kiertolenkistä virtaavan veden keskimääräinen nopeus, *yhtälö 31*. Virtausnopeus voidaan muuttaa *yhtälön 32* mukaisesti tilavuusvirraksi.

$$\rho_1 A_1 V_1 = \rho_2 A_2 V_2 \quad (29)$$

$$\frac{p_1}{\rho_1} + \frac{V_1^2}{2} + h_1 g = \frac{p_2}{\rho_2} + \frac{V_2^2}{2} + h_2 g \quad (30)$$

$$V_2 = \frac{\sqrt{\frac{2}{\rho} \Delta p}}{1 - \frac{A_2}{A_1}} \quad (31)$$

$$\dot{V} = V_2 A_2 \quad (32)$$

missä,

$\rho_1 = \rho_2 = \rho =$ veden tiheys	$\left(\frac{kg}{m^3}\right)$
$A_1 =$ putken poikkipinta-ala	(m^2)
$A_2 =$ putken kiertolenkin poikkipinta-ala	(m^2)
$V_1 =$ virtauksen nopeus kaukolämpöputkessa ennen kiertolenkkiä	$\left(\frac{m}{s}\right)$
$V_2 =$ virtauksen nopeus kiertolenkissä	$\left(\frac{m}{s}\right)$
$h =$ nostokorkeus	(m)
$g =$ putoamiskiihtyvyys	$\left(\frac{m}{s^2}\right)$
$\dot{V} =$ tilavuusvirta	$\left(\frac{m^3}{s}\right)$

Kiertolenkkien vaikutus verkoston hyötysuhteen on kaksinainen. Kiertolenkit lisäävät verkostossa kiertävää vesimäärää ja nostavat suoraan verkoston lämpöhäviöitä paluuputkessa kierrättämällä kuumaa menopuolen vettä paluuputkeen. Jos verkoston energia ostetaan lämmön toimittajalta ostomittauspisteessä, kiertolenkkien vaikutuksesta *yhtälön 6* mukaisesti maksetaan ylimääräisestä vesivirrasta. Toisaalta myös paluulämpötila nousee, mikä kompensoi hieman vesivirran vaikutusta, koska ostomittauspisteessä lasketaan meno- ja paluupuolen putkien lämpötilaero. Tämä lämpötilan nostattava vaikutus on kuitenkin pieni verrattuna kasvaviin verkostohäviöihin meno- ja paluuputkissa. Menovesi lämmittelee normaalisti kaukolämpöverkossa lämpöhäviöiden kautta paluuputken vettä, joten kiertolenkkien vaikutuksen tarkka määrittäminen koko verkon tasolla on haastavaa.

5.2.1.8 Aikaviive

Aikaviive aiheutuu kaukolämpöveden hitaasta kulkeutumisnopeudesta verkossa ostomittauspisteeltä tai tuotantolaitokselta kuluttajalle. Suurissa verkoissa aikaviive voi olla yli kymmenen tuntia putkidimensioista, siirtoetäisyydestä ja kulutuksesta riippuen. Teräsputket myös absorboivat kaukolämpöveden lämpöenergiaa ja osittain tasaavat kaukolämpöveden lämpötilan muutoksia joko absorboimalla tai emitoimalla lämpöä. [7]

Aikaviive saattaa aiheuttaa verkolle ongelmia erityisesti, kun ulkolämpötila vaihtelee vuorokauden aikana voimakkaasti, kuten keväisin ja syksyisin. Tällöin verkon eri kohdissa sijaitsevilla asiakkailta saattaa olla jopa 10–15°C asteen ero menoveden lämpötiloissa. Ongelmaa pyritään kompensoimaan yleensä ajamalla verkkoon yllilämpöä, kun ulkolämpötila laskee tai kulutus kasvaa merkittävästi esimerkiksi aamuisin. Tämä toisaalta nostattaa verkoston lämpöhäviöitä, kun verkostossa kiertävä vesi on kuumempaa. Etäluettavat kaukolämpömittarit antavat aikaviiveiden

huomioimiselle myös oivan työkalun, kun pystytään tutkimaan tuntitasolla verkon epäedullisimmissa pisteissä sijaitsevien asiakkaiden kulutustietoja. AMR:n tietojen pohjalta kaukolämpöverkkoon ajettavan veden lämpötilatasoa on pystytty viime vuosina optimoimaan aiempaa huomattavasti paremmin.

Aikaviiveen optimoinnin vaikutukset riippuvat tuotantolaitoksia ajatellen laitostyyppistä. CHP-laitoksia ajettaessa aikaviiveen optimoinnilla voidaan suurempi osa höyryn energiasta käyttää turbiineilla sähkön tuotantoon, kun taas lämpölaitoksilla säästetään polttoainekustannuksista. Kuluttaja puolestaan hyötyy optimaalisemmasta menolämpötilan tasosta ja paremmin todellista kysyntää vastaavasta vesivirran arvosta. Aikaviiveen optimointiongelma on yhteydessä lämpötilatasojen optimointiongelmaan kummankin vaikuttaen toisiinsa. Aikaviiveen optimoinnilla voidaan saada säästöjä myös kaukolämpöverkossa kiertävän vesivirran pienentyessä. [7]

5.3 Lämmön toimituspiste

5.3.1 Jaettu tuotanto useaan yksikköön ja pumppaus

Suurissa verkoissa (yli 10MW) on lähes aina vähintään kaksi tuotantolaitosta; peruskuormalaitos ja huippukuormalaitos. Suurimmissa verkoissa saattaa olla useita kumppaakin.

Verkon painetasoa säädetään keskipainetta säätämällä, millä tarkoitetaan meno- ja paluupaineiden keskiarvon muodostaman painetason säätöä. Suurissa verkoissa, kun ei haluta verkon kuormituksen muuttavan keskipainetta, säädetään paineen ylläpitolaitteilla keskipainetta. Pumppuina käytetään suurissa verkoissa pyörimisnopeussäätöisiä pumppuja. Tuotantolaitosten keskinäinen tehonjako säädetään kiertovesipumppujen nostokorkeutta säätämällä, säätösuureen ollessa verkon epäedullisimman asiakkaan mukaan. Toisaalta, jos verkko jaetaan osiin venttiileitä sulkemalla, tulee kuhunkin verkon osaan jäädä oma keskipaineen säätö. [1]

Kun kaukolämpöverkkoon syötetään lämpöä useasta tuotantolaitoksesta, saadaan keskipainetta säätää vain yhdestä laitoksesta, jolloin muita laitoksia ajetaan vakioteholla tai pumpun yli vaikuttavalla vakiopaine-erolla. Näin siksi, että laitokset eivät säätäisi toistensa painetasoja, joka aiheuttaa painetasojen heiluntaa. [1]

Ajattaessa useaa laitosta samanaikaisesti laitosten lämpötilatasojen ei tule poiketa toisistaan suuresti, ettei putkistoon synny virtausten kohdatessa rajapintaa, jossa

vesivirtojen lämpötilat poikkeavat toisistaan suuresti. Tämä aiheuttaa putkiston kulumista. Ajettaessa verkkoa useista syöttösuunnista, tulee huomioida mihin kohtaan verkkoa osuu virtausten kohtauspiste, jottei se aiheuta veden virtausnopeuden pysähtymistä tietyllä putkiosuudella.

5.3.2 Kaukolämpöveden laatu

Suurimmat veden laadusta johtuvat ongelmat liittyvät lämpöenergianmittareiden magneettisten virtausantureiden toimintaan. Magneettisten virtausantureiden mittaustarkkuus huononee ajan mittaan negatiivisesti epäpuhtauksien kertyessä mittaustien pinnoille. Veden alhainen sähkönjohtavuuskyky lisää myös näiden mittareiden puhdistustarvetta. Kiertoveden laadun ja lisäainekemikaalien pitoisuuksien muuttaminen on pitkä projekti, joka saattaa aiheuttaa enemmän ongelmia kuin ongelma, jota laadun muutoksella yritettiin korjata. [1]

Kaukolämpöverkon yleisimmät korroosion ja käyttöhäiriöiden aiheuttajat ovat veteen liuenanut happi, liian korkea tai matala pH-arvo, liuenneet suolat sekä saostumia muodostavat yhdisteet. Ongelmia aiheuttavat myös varastoinnissa ruostuneet putket sekä huolimattomasti tehty asennustyö. [1]

Happikorroosiota esiintyy, kun happipitoinen vesi on kosketuksissa teräkseen. Korroosionopeus kasvaa lämpötilan kasvaessa ja sitä edistää veden suuri suolapitoisuus. Kaukolämpövedeen happea voi päästä muun muassa lisä- tai täyttöveden mukana, avoimien paisuntasäiliöiden kautta tai vuodoista. Happikorroosiota esiintyy myös kaukolämpölaitteissa, joita ei ole säilötty oikein seisonta-ajaksi laitteistoiden ollessa paineettomia. Kaukolämpövedestä happea poistetaan esimerkiksi hydratsiinia (N_2H_4) käyttäen, joka toimii pelkistimenä sitoen happea. Kaliumpermanganaatin ($KMnO_4$) määrä kuvaa puolestaan vedessä olevan orgaanisen aineen määrää. Sitä tutkitaan titrimetria analyysimenetelmällä, jolla määritellään näytteessä olevan tunnetun aineen pitoisuus. Kaliumpermanganaatin pitoisuus kuvaa kemiallisesti hapettuvien aineiden määrää. [1] [10]

Veden liian alhaisesta tai korkeasta pH-arvosta aiheutuu sekä teräksen että kuparimetallien korroosiota. PH-alueella 9-10 näitä korroosimuotoja ei esiinny. Teräs syöpyy vetyä kehittäen alhaisen pH-arvon vaikutuksesta ja tämä korroosio on sitä nopeampaa mitä korkeampi veden lämpötila on. Liian korkea pH-arvo puolestaan edistää teräksen jännityskorroosiota. [1]

Kovuus eli kattilakivi koostuu pääasiassa kalsium- ja magnesiumyhdisteistä. Kattilakiveä muodostavia yhdisteitä siirtyy kiertoveteen lisäveden sekä verkkoon

tulevien vuotovesien mukana. Rakentamisen ja huoltotöiden yhteydessä putkistoihin joutunut maa-aines aiheuttaa niin ikään veteen liuetessa kattilakiveä. Kattilakiven lisäksi lisäveden mukana kaukolämpövedeen saattaa kulkeutua muitakin kiintoaineita kuten humusta. Lisäksi erinäiset korroosiotuotteet, kuten magnetiitti, lisäävät kiintoaineen määrää kiertovedessä. Suurin osa kaukolämpöveden kiintoaineesta onkin verkoston normaalitilassa magnetiittia. Kiintoaine huonontaa järjestelmän käytettävyyttä aiheuttamalla piilokorroosiota, tukkimalla säätö- ja mittalaitteita, aiheuttamalla virtauksen nopeusprofiilin muutoksia ja huonontamalla lämmönsiirtoa lämmönsiirtimissä. [1]

Liukoisia suoloja käytetään veden sähkönjohtavuuden parantamiseksi. Jos lisävesi on erittäin vähäsuolaista, joudutaan veteen lisäämään suoloja magneettisten virtausantureiden luotettavan toiminnan takaamiseksi. Liialliset suolapitoisuudet edistävät toisaalta korroosiota. Yleensä suolojen liukoisuus kasvaa lämpötilan noustessa. [1]

Kaukolämpövedestä tutkitaan lisäksi yleensä veden rauta- ja kuparipitoisuudet. Korkeat kupari- ja rautapitoisuudet ovat seurausta kaukolämpöjärjestelmän syöpymisestä. [1]

Kaukolämpövedeen lisätään usein väriainetta, jotta vuotokohdat pystytään paremmin erottamaan maastossa. Väriä antavana kemikaalina käytetään yleisesti pyraninia ($C_{16}H_7Na_3O_{13}S_3$), joka on väriltään kellertävän vihreää. Väriaineen kokonaismenekki verkossa on pieni ja se on havaittavissa pieninäkin pitoisuuksina. [1]

Lisäksi analysoidaan öljypitoisuutta, jos vesi on sameaa tai haisee öljyiseltä. Tällöin voidaan olettaa öljyä päässeen verkkoon, jolloin öljyn lähde tulee selvittää.

6 ANALYYSI

Tässä kappaleessa käsitellään analyysimenetelmien tulokset ja pohditaan niiden luotettavuutta.

6.1 Asiakaslaitteet

Vuonna 2013 verkoissa A ja B oli yhteensä jäljellä 59 magneettista virtausanturia, jotka tullaan ikääntymisen myötä vaihtamaan ultraäänivirtausantureihin. Kummassakin verkossa on tästä summasta noin puolet. Vuoden 2009 jälkeen magneettisia virtausantureita ei ole enää asennettu. Magneettisten virtausantureiden määrä kaikista virtausantureista on noin 8,6 %.

6.1.1 Tarkastusmittaukset

Verkoissa A ja B suoritettiin kummassakin kahdella ennakkoon valitulla suurkuluttajalla tarkastusmittaukset maaliskuussa 2013 (A11, A12, B11 ja B12). Lisäksi kaksi tarkastusmittausta tehtiin myös huhtikuussa 2013 kummassakin verkossa (A13, A14, B13 ja B14). Tarkastusmittarina käytettiin yksisäteistä yhden heijastuksen clamp-on kulkuaikaeroon perustuvaa ultraäänivirtausmittaria. Mittauspaikat ja mittausolosuhteet pyrittiin valitsemaan niin, että saatiin mahdollisimman suuri tilavuusvirta sekä virtauksen nopeus.

Seuraavissa *taulukoissa 7 ja 8* on koottu tarkastusmittausten tärkeimmät lähtötiedot sekä tulokset kummankin verkon neljästä tarkastetusta kohteesta. Niitä taulukon tietoja, joita ei ollut määritelty tai jotka eivät olleet tiedossa, kuvataan viivalla. Tarkastusmittausten mittausaika kussakin mittauspahtumassa oli noin 30 minuuttia, mutta mittausajoissa oli eri mittauspisteiden kesken suuria eroavaisuuksia.

Mittauspaikka	A11	A12	A13	A14
Virtaustaso(m ³ /h)	1,3	2,4	0,9	4,5
Virtausnopeus(m/s)	-	0,1	0,05	-
Virtausprofiilin muoto	Epäsäännöllinen aalto	Säännöllinen	Miltei säännöllinen aalto	Epäsäännöllinen
Putken koko (DN)	65	80	80	80
Mittarin koko (DN)	25	40	40	50
Tarkastusmittausten lukumäärä	3	2	2	2
Mittausvirhe keskimäärin	+3,3	-5,2	-2,5	-3,2
Mittausvirhe ennen korjauskertoimen käyttöä	+2,4	-5,2	-3,7	-1,1
Rauhoitusetäisyydet tarkastusmittaus	Kohtuulliset	Kohtuulliset	Kohtuulliset	Hyvät
Rauhoitusetäisyydet mittaus	Huonot	Kohtuulliset	Kohtuulliset	Hyvät
Virtausanturi	Ultraääni	Ultraääni	Ultraääni	Ultraääni
Energiamittari	Ultraheat 50	Ultraheat 50	Multical 601	Multical 601
Mittarin asennusvuosi	2010	(2010)	2008	2008
Ulkolämpötila	-	-5	-2	-

Taulukko 7. Verkon A tarkastusmittausten taulukko.

Mittauspaikka	B11	B12	B13	B14
Virtaustaso(m ³ /h)	5,55	1,3	9,7	7,1
Virtausnopeus(m/s)	-	0,2	0,2	0,35
Virtausprofiilin muoto	Epäsäännöllinen	Siniaalto	Epäsymmetrinen aalto	Siniaalto
Putken koko (DN)	80	50	125	80
Mittarin koko (DN)		25	100	80
Tarkastusmittausten lukumäärä	3	2	1	2
Mittausvirhe keskimäärin	-0,2	+6,8	+0,6	-2,85
Mittausvirhe ennen korjauskertoimen käyttöä	+2,4	+9,3	+3,2	-2,85
Rauhoitusetäisyydet tarkastusmittaus	Kohtuulliset	Kohtuulliset	Kohtuulliset	Hyvät
Rauhoitusetäisyydet mittaus	Huonot	Huonot	Kohtuulliset	Kohtuulliset
Virtausanturi	Ultraääni	Magneettinen	Ultraääni	Ultraääni
Energiamittari	Multical	Kamstrup 10EVL	Ultraheat 50	Ultraheat
Mittarin asennusvuosi	2006	2003	2009	2009
Ulkolämpötila	-	-5	-9	-7

Taulukko 8. Verkon B tarkastusmittausten taulukko.

6.1.2 Verkon A tarkastusmittausten tulokset

Verkon A tarkastusmittausten virtausanturin virhe on keskimäärin -1,9 %. Huomioimalla clamp-on virtausmittarin sisäisen virheen $\pm 1,6$ % sekä lämpötila-antureiden mittausvirheen mahdollisuuden näiden neljän kohteen mittaustarkkuus keskimäärin mittausvirherajojen sisäpuolella. Toisaalta kohteittain tarkasteltuna 75 % tarkastusmittauspaikoista ei ole mittausvirherajojen sisäpuolella.

Clamp-on tarkastusmittausta käytettäessä korjauskertoimen valinta on merkittävä tekijä mittausvirheen muodostumisessa. Osassa kaukolämpöenergiamittareita on mittariin jo sisäisesti määritetty korjauskerroin, mutta suurimmassa osassa ei [14].

Tarkastusmittauksia tehdessä väärän korjauskertoimen valinta voi vaikuttaa useita prosenttiyksiköitä mittauksen lopputulokseen. Korjauskerrointa käytetään lukemalla kuvaajasta vaaka-akselilta etäisyys häiriölähteeseen, minkä jälkeen luetaan pystyakselilta suhteellinen virhe (%) korjauskertoimen laskennallisen kuvaajan kohdalta. Suhteellinen virhe on korjauskertoimen tapauksessa aina negatiivinen. Suhteellisen virheen negatiivisuus johtuu laskentavasta, jossa mittari-vastaanotin parit lähettävät signaalia ja näiden signaalin komponenttien kulkuaika lasketaan. Tämä kulkuaika lasketaan aikaintegraalina, joka muutetaan putken poikkipinta-ala huomioiden pintaintegraaliksi. Korjauskerroin määritetään yleensä laboratorio-olosuhteissa mitattaessa 90 asteen putkimutkan vaikutusta mittaustulokseen. Tarkastusmittausten mittaustulosten ja korjauskertoimen käytön kesken on ristiriitaisuuksia. Korjauskertoimen vaikutus mittausrvirheeseen on negatiivinen, mutta silti mittauspisteillä ylöskirjatun mittausrvirheen arvo kasvaa kahdessa mittauspisteessä, A11 ja A13, positiivisemmaksi korjauskertoimen käytön jälkeen. Tämä positiivinen kasvu ei korjauskertoimen laskutavan vuoksi ole mahdollista ellei mittaustuloksia ole muutettu jälkikäteen jättämällä osan mittaustiedoista pois. Samaa ei ole havaittavissa verkon B tarkastusmittauksissa.

Verkon A kohteista kahdelta, A12 ja A13, on saatavilla tiedot virtausnopeudesta clamp-on virtausmittarin asennuspaikassa tarkastusmittausten yhteydessä. Kahdessa muussa mittauspöytäkirjassa niitä ei ole ilmoitettu. Virtausnopeudet ovat näissä pisteissä matalat ja ei voida varmuudella sanoa virtauksen nopeusprofiilin olevan turbulenttinen, vaikka se onkin todennäköistä. Mittaukset on suoritettu kohtuullisen isolla kuormalla pakkaskaleilla, joten erityisesti kesäaikaan on mahdollista, että virtauksen nopeusprofiili ei ole turbulenttinen. Tämä aiheuttaa mittausrvirheen kasvua joko negatiivisemmaksi tai positiivisemmaksi virtauksen todellisesta nopeusprofiilista riippuen.

Virtauksen tilavuusvirran kuvaaja on verkossa A kahdessa tapauksessa neljästä epäsäännöllinen, mikä tarkoittaa kiinteistön energiankulutuksen voimakasta hetkellistä vaihtelua tai häiriöitä virtauksen nopeusprofiilissa. Tämä merkitsee alentunutta mittaustarkkuutta. Säännöllinen tilavuusvirran kuvaaja tarkoittaa puolestaan hyvää mittaustarkkuutta, mittausteknisiä olosuhteita ja asiakkaan kaukolämpölaitteiden oikeaa toimintaa.

Rauhoitusetäisyydet toteutuvat hyvin vain yhdessä mittaustaikassa. Muuten rauhoitusetäisyydet toteutuvat vain korkeintaan välttävästi. Verkon A neljää tarkastusmittaustaikaa valittaessa tutkittiin rauhoitusetäisyyksiä useilla verkon suurkuluttajilla. Valituissa tarkastuskohteissa rauhoitusetäisyydet toteutuivat parhaiten. Huonot rauhoitusetäisyydet ovat koko verkon tasolla enemmän sääntö kuin poikkeus, mikä huomattiin tarkastusmittausten mittauspisteitä valittaessa verkosta. Pelkästään huonoista rauhoitusetäisyyksistä johtuen verkon lämpöenergianmittauksiin voi täten aiheutua usean prosenttiyksikön virhe. Huomionarvoista on, että energiamittarin

valmistaja ei vaadi esimerkiksi Kamstrup Multical 801 mittarin, jota käytetään yleisesti suurilla kuluttajilla tai lämpöenergianostomittareissa, asennusohjeissa lainkaan rauhoitusetäisyyksiä ennen tai jälkeen virtausmittarin. Myös valmistajan Landis+Gyr Ultraheat T350 lämpöenergian mittarin ohjeiden mukaisesti rauhoitusetäisyyksiä ei tarvita. Nämä mittareiden valmistajien ohjeet ovat ristiriidassa mittaustekniikan oppimateriaalin ja tutkimustulosten kanssa. [15] [5] [20]

Verkon tarkastettavissa kohteissa kaikissa mittaasanturina on ultraäänivirtausputki. Kaikki tarkastetut mittarit on asennettu vuoden 2008 jälkeen, joten ne ovat verrattain uusia. Täten mittareiden ikääntymisen ei tulisi aiheuttaa mittaustulokseen virhettä tarkasteltavassa verkossa.

6.1.3 Verkon B tarkastusmittausten tulokset

Verkon B tarkastusmittausten virtausanturin virhe on keskimäärin +4,35 %, kun korjauskerroin on huomioitu. Virhettä nostaa ennen kaikkea magneettisen virtausanturin suuri virhe kohteessa B12. Kohteessa B12 virtaustasot ovat alhaiset ja mittari on 10 vuotta vanha, mikä on mittareiden vaihtoväli kyseisessä verkossa. Clamp-on virtausantureiden sisäinen virheraja on $\pm 1,6$ %, jonka sisään menevät puolet tarkastelluista kohteista. Huomion arvoista on, että kohdassa B14, jossa rauhoitusetäisyydet toteutuvat parhaiten referenssimittarille, mittausrvirhe on -2,85 %.

Verkossa B on kolmesta mittaushkohteesta saatavilla virtausnopeuden arvo. Virtausnopeus on näissä kohteissa välillä 0,2-0,35 m/s, joten ei voida varmuudella sanoa, onko virtauksen nopeusprofiili turbulenttinen vai ei. Tarkastusmittaukset on suoritettu pakkaskelillä isolla kuormalla. Vain pisteessä B12 tilavuusvirta on alhainen, mikä osaltaan lisää mittauserävarmuutta. Kiinteistö B12 on urheiluhalli, jossa suuri kulutus painottuu ilta-aikaan. Muut mittauspisteet edustavat verkon suurimpia kuluttajia.

Mittauspisteiden tilavuusvirran kuvaaja on kahdessa tapauksessa säännöllinen siniaalto, joten voidaan olettaa tarkastusmittauksen kuvaavan hyvin todellista kulutusta näissä pisteissä sekä asiakaslaitteiden toimivan oikein. Kahdessa tapauksessa kulutus on ollut epäsäännöllistä. Näissä tapauksissa joko kulutus vaihtelee hetkellisesti voimakkaasti, asiakaslaitteet eivät toimi optimaalisesti tai virtauksen nopeusprofiilissa on häiriöitä tarkastusmittarin kohdalla.

Rauhoitusetäisyydet tarkastusmittarin kohdalla toteutuvat kolmessa kohteessa kohtalaisesti sekä yhdessä kohteessa hyvin. Täten voidaan olettaa rauhoitusetäisyyksien vaikutus tarkastusmittauksen toimintaan kohtuullisiksi. Toisaalta varsinaisten

laskutusmittareiden rauhoitusetäisyydet toteutuvat vain kahdessa pisteessä kohtuullisesti sekä kahdessa huonosti. Tämä eroavaisuus selittää osaltaan mittausvirhettä tarkastettavissa kohteissa. Valittaessa kyseiset neljä tarkastusmittauspistettä todettiin lisäksi, että useissa kohteissa laskutusmittarin rauhoitusetäisyydet eivät toteudu edes näin hyvin kuin kyseisissä neljässä mittauspisteessä.

Tarkastetuissa mittauspisteissä kolmessa on ultraäänivirtausmittari. Mittarit näissä pisteissä ovat verrattain uusia, kaksi vuonna 2009 asennettua ja yksi vuonna 2006 asennettu, joten mittareiden ikä ei selitä mittausvirhettä. Sen sijaan magneettinen virtausanturi on vanha, joka vaihdetaan kesän 2013 aikana.

6.1.4 Asiaksmittausten ja kaukovalvonnan mittaustulosten erot

Verkossa A on yksi kaukovalvontapiste verkon hännässä epäedullisimman asiakkaan lämmönjakohuoneessa asiakasmittalaitteiden vieressä. Ennen, kun verkko A jaettiin kahdeksi erilliseksi verkoksi tammikuussa 2013, tämä piste oli koko verkon epäedullisimman asiakkaan piste. Jaetun verkon A nykyiset epäedullisimmat pisteet poikkeavat tästä pisteestä hieman, mutta tämä piste sijaitsee verkon osassa, jonka kautta käytetään verkon A energiasta noin 80 %. Painetasot lienevät silti nykyiselläänkin jaetun verkon tilanteessa verkon A epäedullisimmat johtuen mittauspisteen korkeasta maantieteellisestä sijainnista sekä nykyisenkin verkon jaon mukaisesti pitkästä etäisyydestä ostomittauspisteeseen. Jos nykyistä verkon jakoa jatketaan tulevaisuudessa, lienee järkevää sijoittaa kaksi uutta kaukovalvontapistettä, toinen suuremman verkon osan toiseen häntään sekä toinen piste pienemmän verkon osan häntään.

Kyseisessä kaukovalvontapisteessä on ollut ongelmia alhaisesta menolämpötilasta ja huonoista painetasoista johtuen erityisesti kovilla pakkasilla. Tämä johtuu pisteen sijainnista korkealla verkon hännässä, jossa energian kulutus ei riittää pyörittämään veden kiertoa kaukolämpölaitteiden lävitse niin nopeasti, ettei vesi selvästi jäähtyisi suuridimensioissa linjassa mittauspisteellä. Kyseiseen mittauspisteeseen vaikuttaa ongelmallisesti myös pitkä talohaaran putkilinja, jolloin erityisesti kesäaikaan pienellä kulutuksella kaukolämpöventtiilit ovat miltei kiinni.

Tarkasteltaessa kaukovalvontajärjestelmän mittaustulosten sekä asiaksmittausten välisiä eroavaisuuksia valittiin tarkasteltavaksi ajankohdaksi lokakuusta 2012 joulukuuhun 2012, jotta saatiin mittaustietoja laajasti eri ulkolämpötiloissa ja ulkolämpötilojen voimakkaista vaihteluista. Verkossa B tehtiin tarkastelu samana ajankohtana.

Seuraavaan *taulukko*on 9 on koottu tiedot kaukovalvontajärjestelmän ja asiaksmittareiden välisestä mittauseroavaisuudesta prosentuaalisesti. Negatiivinen

tulos tarkoittaa kaukovalvontajärjestelmän alhaisempaa mittauslämpötilaa asiakasmittauksiin verrattuna.

Verkko A:

	Lokakuu	Marraskuu	Joulukuu
Meno	-4,0 %	-3,8 %	-3,8 %
Paluu	-2,3 %	-2,2 %	-2,1 %

Taulukko 9. KAVA:n ja asiakasmittauksen eroavaisuudet verkon A mittauspisteessä.

Tuloksista selviää, että mittauksen ero on tarkasteltavasta kuukaudesta riippumatta miltei vakio. Menolämpötilaa mitattaessa keskimääräinen virhe on noin 4 prosenttia ja paluulämpötilaa mitattaessa noin 2 prosenttia. Toisaalta tarkasteltaessa mittauksista tuntitasolla, mittauksien prosentuaalisten eroavaisuuksien hajonta oli huomattava. Prosentuaalinen eroavaisuus vaihteli välillä +10 %...-15 % yksittäisen vaihtelun tuntitasolla ollessa suurinta paluulämpötilaa mitattaessa. Mittauksien eroavaisuuden tulisi teoriassa olla nolla, koska molemmat mittaukset sijaitsevat samassa tilassa vierekkäin.

Kaukovalvontajärjestelmästä ei ole saatavissa tietoa tilavuusvirrasta, koska kaukovalvontajärjestelmä mittaa vain paineita ja lämpötiloja kyseisissä mittauspisteissä. Lämpötilojen mittauksen vaikutus teoreettisesti energiamäärän mittaukseen on kuitenkin vähäinen verrattuna tilavuusvirtaan. Jos lämpötila-anturin mittausvirhe on esimerkiksi 5 prosenttia, niin sen vaikutus kaavan 22 mukaisesti on prosentin kymmenyksen, kuten havaittiin myös ostomittareiden tarkastusmittauksien yhteydessä. Tutkimuksen kannalta olisi ollut mielenkiintoista, jos kaukovalvontajärjestelmässä mitattaisiin tässä tapauksessa myös virtausanturilla virtausnopeutta. Tällöin olisi voitu huomata korreloiko nyt havaittu lämpötilamittauksen ero myös virtausmittauksen ja energiamittauksen tulosta.

Mittauksien eroavaisuuksien selittäviä tekijöitä voi olla useita. Yksi selittävä tekijä on lämpötila-antureiden asennusvirhe, jolloin jompikumpi kaukovalvonnan anturi tai asiakasmittauksen anturi on asennettu eri syvyydelle putkeen kuin toinen. On myös mahdollista, että asennuksessa on käytetty eripituisia johtoja anturilta laskuriin. Toisaalta asennusvirhe on epätodennäköinen, koska mittauksien eroavaisuus ei ole tätä muutamaa prosenttiyksikkö suurempi ja samansuuruinen mittausvirhe on myös verkon B kaukovalvontamittauksessa. Toinen selittävä tekijä voi olla erilaisten mittausantureiden, laskurin tai järjestelmän erilainen toiminta. Jos esimerkiksi järjestelmien kelloissa on pienikin ajallinen heitto, niin silloin mittaukset on toteutettu hieman eri ajankohtana, mikä voi selittää mittauksen eroa. Lisäksi, kun mittauksien tulokset haetaan tuntikohtaisina raporteina, niin jos toinen järjestelmä ilmoittaa tulokseksi

hetkellisen mittaustuloksen tuntikeskiarvoon verrattuna, voi mittaustulosten eroavaisuus selittyä tällä tekijällä.

Verkossa B on yksi kaukovalvontapiste lähellä verkon hännän epäedullisinta asiakasta. Mittaus sijaitsee lämmönjakohuoneessa. Mittauspiste on valittu osuvasti, sillä pisteestä on selvästi suurin etäisyys ostomittauspisteeseen verrattuna verkon muihin pienempiin latvaosiin.

Vaikka verkon B kaukovalvontapiste sijaitsee verkon B latvaosassa lähellä epäedullisinta asiakasta, pisteen lämpötilatasot sekä painetasot ovat olleet hyviä. Tämä johtuu ensisijaisesti pisteen läheisyydestä runkolinjaan, jonka kautta siirrettävä teho on suurta, joten myös menolämpötilataso pysyy hyvänä. Paine-ero ja painetasot ovat myös yleisesti ottaen hyviä, koska mittauspiste sijaitsee maantieteellisesti alhaisella korkeudella, vaikkakin kaukana lämmön syöttöpisteestä.

Seuraavaan taulukkoon 10 on koottu tiedot kaukovalvontajärjestelmän ja asiakasmittareiden välisestä mittauseroavaisuudesta prosentuaalisesti. Negatiivinen tulos tarkoittaa kaukovalvontajärjestelmän alhaisempaa mittaustilaa asiakasmittauksiin verrattuna.

Verkko B:

	Lokakuu	Marraskuu	Joulukuu
Meno	-4,2 %	-4,6 %	-5,1 %
Paluu	-0,9 %	-1,0 %	-2,4 %

Taulukko 10. KAVA:n ja asiakasmittauksen eroavaisuudet verkon A mittauspisteessä.

Verkon B mittaustapahtumien eroavaisuuksien tulokset korreloivat verkon B mittauspisteen tulosten kanssa. Ainoastaan joulukuussa mittaustapahtumien eroavaisuudet ovat hieman korkeampi kuin loka- tai marraskuussa. Menopuolen lämpötilojen ero on noin -4,5 % ja paluupuolen noin 1,5 %. Samoin kuin verkon A pisteen tapauksessa tuntikohtaisia mittaustuloksia tarkasteltaessa eroavaisuudet ovat suuret. Verkossa B tuntikohtaisten tulosten eroavaisuudet ovat kuitenkin suurempia menopuolen lämpötilamittauksissa kuin paluupuolen lämpötilamittauksissa. Prosentuaalinen hajonta oli noin +10% ... -15 %. Verkon B tapauksessa teoreettinen tulosten eroavaisuus pitäisi olla nolla, koska mittaukset sijaitsevat samassa lämmönjakohuoneessa vierekkäin.

Mittaustulosten eroavaisuuksien selittävät tekijät ovat samoja kuin verkon A tapauksessa.

6.2 Verkosto-osat

6.2.1.1 Putkiston lämpöhäviöt

Laskennassa lähtöarvoiksi menoveden lämpötilan osalta verkossa B valittiin 84 astetta, joka on 5 astetta alhaisempi kuin verkkoon syöttävien voimalaitosten keskimääräinen vuoden 2012 syöttölämpötila. Verkon A menoveden lämpötilaksi oletettiin 81 astetta. Alhaisempi lämpötilataso valittiin arviona menoveden lämpötilan alenemisesta voimalaitoksilta verkkoihin nähden. On perusteltua olettaa verkon B menolämpötila hieman korkeammaksi, johtuen verkon sijainnista lähellä toista tuotantolaitosta. Kuitenkin normaalina vuotena merkittävä osa vuodesta verkkoa ajetaan vain suurimman, kummastakin verkosta kaukana sijaitsevan voimalaitoksen mukaisesti. Paluulämpötilan alenemaksi oletettiin 2 astetta voimalaitoksen tasoon verrattuna verkossa B eli arvoksi valittiin 46 astetta johtuen etäisyydestä tuotantolaitoksiin. Verkon A osalta oletettiin paluuv veden lämpötilaksi 43 astetta. Maaperän lämpötilaksi oletettiin alueen pitkän ajan vuotuisen keskiarvon mukainen lämpötila 2,9 astetta. Eristeen lämmönjohtavuudeksi oletettiin putkiston iästä johtuen 10 % korkeampi arvo kuin polyuretaanieristeen keskimääräinen lämmönjohtavuus M_{puk} ja $2M_{puk}$ putkien lämpöhäviötä laskettaessa. Arvoksi valittiin täten $0,032 \text{ W/mK}$. Keskimääräiseksi peittosyvyydeksi oletettiin 60 cm kaikille putkille, vaikka peittosyvyys vaihtelee verkojen alueilla suuresti. Kuoren lämmön johtavuudeksi oletettiin ohjearvojen mukaisesti $0,43 \text{ W/mK}$. Maaperän lämmönjohtavuudeksi oletettiin ohjearvon mukainen $1,5 \text{ W/mK}$ ja samoin maan pinna lämmönsiirtokertoimeksi ohjearvon mukainen $12,0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$. $2M_{puk}$ -putkia laskettaessa putkien väliseksi etäisyydeksi oletettiin $\leq \text{DN}150$ kokoisille putkille 15 cm ja $> \text{DN}150$ kokoisille putkille 20 cm. Putkien eristysluokaksi valittiin vuoden 2003 suositus eli eristeluokka 3. Verkossa sijaitsevien vanhempien putkityyppien 1 ja 2 lämpöhäviöt ovat suurempia ja uusimman eristysluokan putkien 4 lämpöhäviöt vastaavasti pienempiä kuin nyt laskennassa käytettävän eristeluokan 3 putkien.

Luotettavan laskukaavan muodostaminen M_{pul} -putkityypille osoittautui haastavaksi, koska putkityypille ei ole olemassa valmiita laskentamalleja vaan tulokset putkityypin lämpöhäviöille ovat muodostuneet lämpöhäviöiden mittaustulosten perusteella. Näin ollen M_{pul} -putkityypin lämpöhäviötä laskettaessa pohjana käytettiin Energiateollisuuden putkityypille laskettuja lämpöhäviöiden arvoja. Putkityyppiä on lisäksi verkon kokonaispituuteen nähden vähäinen määrä, joten mahdollinen laskentatavasta aiheutuva virhe on vähäinen verrattuna Energiateollisuuden tutkimustuloksiin.

Betonielementtikanavien Emv-putkityyppejä laskettaessa hyödynnettiin Energiateollisuuden tutkimustuloksia Emv-putkityypin lämpöhäviöistä sekä teoriaosassa esitettyjä laskentakaavoja. Pienimpien putkikokojen kohdalla redusointiin putkityyppien lämpöhäviöiden kuvaajaa, jotta saatiin lämpöhäviöt laskettua, koska pienimpien betonielementtikanavien mittoja ei ole tiedossa.

JOP-putkityypin lämpöhäviö laskettiin olettamalla putkityyppi 2Mpuk putkeksi johtuen putkityypin erittäin vähäisestä määrästä (28m) verkossa B sekä lämpöhäviömallin luomisen haasteellisuudesta suhteessa saatavaan hyötyyn nähden.

6.2.1.2 Maaventtiilikaivojen lämpöhäviöt

Verkostotiedoista laskettiin verkon A maaventtiilikaivojen lukumääräksi 142 kappaletta ja verkon B maaventtiilikaivojen lukumääräksi 106 kappaletta. Laskettaessa kaivojen lämpöhäviöt oletettiin kummankin verkon kaivoissa olevan keskimäärin putkea yhteensä noin 3 metriä eli menopuolen putkea 1,5m ja paluupuolen putkea 1,5m. Kaivojen putkimäärät on huomioitu jo verkoston pituudessa laskettaessa verkoston yleistä lämpöhäviötä per putkimetri. Maaventtiilikaivojen tapauksessa huomioidaan muun muassa venttiilin karan kautta tapahtuva lämpöhäviö sekä venttiilielementtien ikääntymisen vuoksi kasvava lämpöhäviö laskemalla maaventtiilikaivoille oma lisälämpöhäviö. Laskettaessa tapauksia, joissa kaivoon tulee tai lähtee eri putkidimensioita, huomioitiin eri dimensiot prosenttiosuutena kaivon putkista, jolloin eri dimensioille laskettiin eri lämpöhäviö.

Verkkojen A ja B laskennalliset lämpöhäviötehot ja lämpöhäviöenergiat selviävät liitteestä 6. Prosentuaalisesti maaventtiilikaivot muodostavat verkossa A ostettuun lämpöenergiaan verrattuna vuonna 2012 0,07 % häviön ja verkossa B 0,05 %. Kaivojen ja putkiston yhteisestä lämpöhäviöstä maaventtiilikaivot edustavat verkossa A 0,51 % ja verkossa B 0,39 %. Eroavaisuus selittyy sillä, että verkossa A maaventtiilikaivoja on huomattavasti enemmän kuin verkossa B, mutta kaivojen putkien dimensiot ovat keskimäärin pienempiä.

6.2.1.3 Betonielementtikaivojen lämpöhäviöt

Putken sisäpuoliseksi konvektiiviseksi lämmönsiirtokertoimeksi oletetaan $h_{cr} = 35 \frac{W}{m^2K}$ ja putken ulkopuoliseksi lämmönsiirtokertoimeksi, jossa on mukana konvektiivinen lämmönsiirto ja lämpösäteily, oletetaan $h_0 = 30 \frac{W}{m^2K}$. Teräsputken lämmönjohtavuudeksi oletetaan $16 \frac{W}{mK}$. Lämpötiloiksi valitaan samat lämpötilatasot kuin verkon putkien lämpöhäviöitä laskettaessa eli keskimääräiseksi menolämpötilaksi 84 celsiusastetta ja paluulämpötilaksi 46 celsiusastetta verkossa B. Verkossa A menolämpötilaksi on oletettu 81 celsiusastetta ja paluulämpötilaksi 43 celsiusastetta.

Ilman lämpötilaksi kaivoissa oletetaan olevan keskimäärin 27 astetta. Lasketaan eristämättömän putken lämpöhäviö *kaavoista 26 ja 27* ja käytetään eristetyille putkelle aiemmin laskettua lämpöhäviötä vertailupohjana. Oletetaan kaivoissa olevan keskimäärin 2 putkimetriä putkea ja oletetaan kaivojen putkien lämpöeristyksen olleman keskimäärin 85 %. Arvio eristyksestä on varovainen, ja voisi olla perusteltua arvioida eristyksen prosentuaalinen taso alemmaksikin, jolloin lämpöhäviöt kasvaisivat.

Huomioidaan kaivojen tulevien ja lähtevien putkien dimensioiden erot prosenttiosuuksia kaivon putkista. Lasketaan Mpul- ja Emv-putkityyppien lämpöhäviöt erikseen. Betonielementtikaivojen lukumäärä kummassakin verkossa on noin 50 kappaletta. Järjestelmän tiedoissa on epäselvyyksiä, jolloin todellisessa määrässä voi olla muutaman kaivon ero nyt laskettuun määrään, mutta koko verkon lämpöhäviön kannalta tällä eroavaisuudella on mitätön merkitys kokonaiskuvaan. Prosenttiosuuksia laskettaessa betonielementtikaivojen määräksi saatiin verkon A osalta 45 kpl ja verkon B osalta 33 kpl.

Verkojen kaivojen lämpöhäviötehot ja lämpöhäviöenergiat selviävät *liitteestä 6*. Saadaan tulokseksi verkossa A Emv-putkien betonielementtikaivojen lämpöhäviöksi vuonna 2012 ostetusta energiasta 0,068 % sekä Mpul-putkien betonielementtikaivojen lämpöhäviöksi 0,053 % ostetusta energiasta. Verkon B osalta Emv-putkityyppien betonielementtikaivojen lämpöhäviöksi saadaan vuonna 2012 ostetusta energiasta 0,083 % ja Mpul-tyyppisten betonielementtikaivojen lämpöhäviöksi 0,021 % ostetusta energiasta. Näin ollen betonielementtikaivojen kokonaislämpöhäviöksi saatiin kummassakin verkossa miltei sama arvo. Tämä johtuu verkon B betonielementtikaivojen keskimääräisestä putkien suuremmista dimensioista, vaikka laskennallisesti kaivoja on vähemmän kuin verkossa A. Verkon B osalta oletettavasti laskennasta puuttuu hieman yli 10 kaivoa, kun verkosta A puuttuu alle 5 kaivoa, verrattaessa Tekla NIS -järjestelmän kaivojen lukumäärää prosentuaalisilla kaivojen putkimetriosuuksilla laskettuun lämpöhäviötehon tulokseen.

6.2.2 Putkien ja kaivojen lämpöhäviöt yhteensä

Liitteissä 2 ja 3 on esitetty verkkojen A ja B putkipituudet putkityypeittäin metreinä sekä prosenttiosuuksina verkon kokonaispituudesta. *Liitteissä 4 ja 5* on esitetty verkkojen lämpöhäviötehot putkityypeittäin. *Liitteessä 6* on koottu MWh ja MW arvot kaivoista ja kaivojen ja putkien yhdistetyistä lämpöhäviöistä.

Verkkojen putkiston laskennalliset lämpöhäviötehot ja lämpöhäviöenergiat selviävät *liitteestä 6*. Prosentuaalisesti verkon A lämpöhäviöenergia on vuoden 2012 tiedoilla 13,4 % ostetusta energiasta ja verkon B puolestaan 12,4 %. Verkko A on noin 3,5 km pidempi kuin verkko B, mutta verkossa B lämpöhäviöteho on suurempi. Eroavaisuus selittyy verkkojen erilaisella rakenteella. Verkossa B on keskimäärin asiakkaina

suuremman lämmöntarpeen omaavia asiakkaita kuin verkossa A ja näin ollen putkidimensiot ovat keskimäärin hieman suurempia. Verkossa A omakotitalojen osuus asiakasmäärästä on selvästi suurempi kuin verkossa B ja näin ollen verkossa A on erityisen selvästi enemmän DN25 putkikokoa.

6.2.3 Lämpötilatasot

Kummastakin verkosta A ja B tutkittiin menolämpötilan tasoja ja verrattiin näitä tasoja lämmön toimittajan kaukolämpöveden ajokäyrään eri ulkolämpötilan arvoilla.

Aluksi tutkittiin kaikkien verkon asiakkaiden tuntikohtaisia menolämpötilojen keskiarvoja, joita verrattiin ajokäyrään. Tämä menetelmä ei toimi johtuen menoveden lämpötilan suuresta alenemisesta kaukolämpöjohtojen talohaaroissa, jolloin mittausarvot olivat selvästi ajokäyrän arvojen alapuolella kaikilla ulkolämpötilan arvoilla. Näin ollen analysoitiin kummankin verkon suurimpia kuluttajia, jotka sijaitsevat mahdollisimman lähellä runkolinjoja, jotta menoveden lämpötilan alenemisen vaikutus talohaaroissa pystyttäisiin minimoimaan. Tällä menetelmällä löydettiin kummastakin verkosta kuumimmat pisteet, joissa talohaarojen viilentävä vaikutus menoveden lämpötilaan on vähäisin. Kummankin verkon osalta tutkittiin vuoden 2012 lämpötilatietoja.

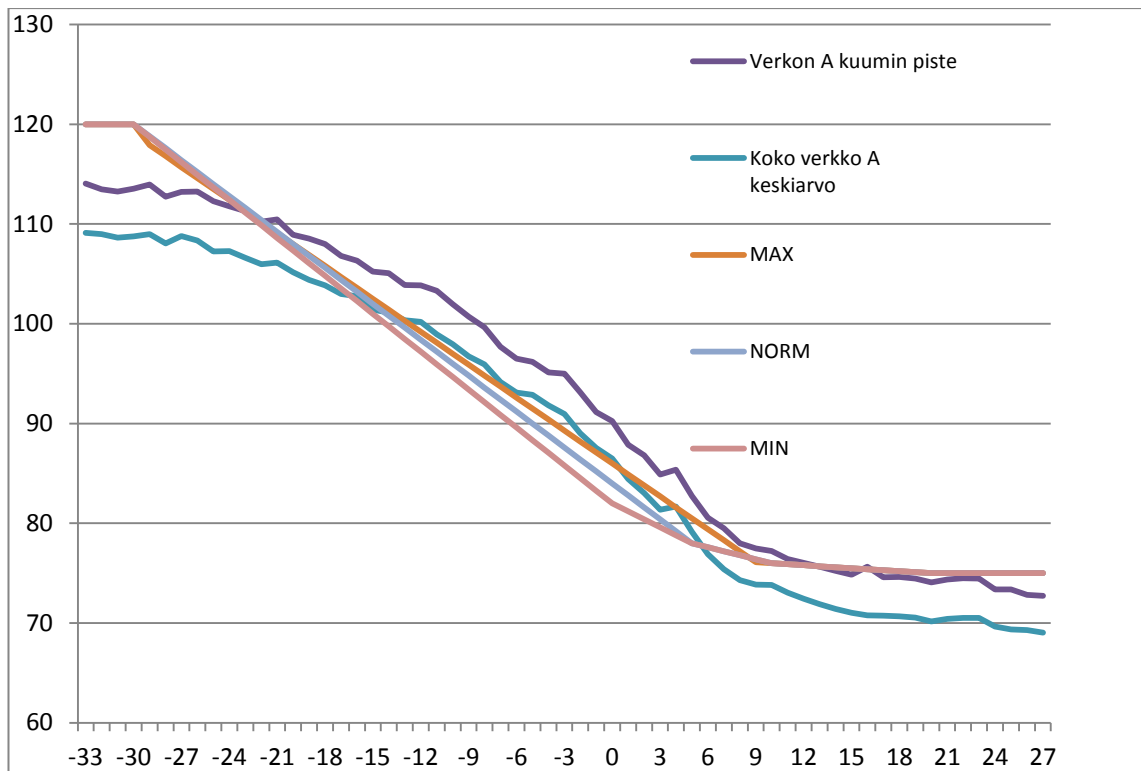
Menolämpötilojen *kuvaajissa 1-6* MAX, NORM ja MIN arvoilla kuvataan verkon ajokäyrän sallittua vaihtelua ulkolämpötilan funktiona. ”Koko verkko keskiarvo” kuvaaja sisältää keskiarvon verkon suurimpien kuluttajien menoveden keskiarvosta, joka yleistetään kuvaajan avulla mallintamaan tilannetta koko verkon kaikilla kuluttajilla, jotta talohaarojen viilentävä vaikutus menoveden lämpötilaan pystytään kompensoimaan.

6.2.3.1 Verkon A lämpötilatasot

Analysoitaessa verkon A lämpötilatasoja havaittiin suuria eroavaisuuksia runkolinjojen ja talohaarojen välillä. Verkon A tapauksessa havaittiin suuria ongelmia menolämpötilan tasossa verkon osissa, jotka ovat omakotitalovaltaisia sekä verrattain uusia. Lisäksi havaittiin suuria eroavaisuuksia jopa vierekkäisten suurten asiakkaiden välillä, joiden suuren kulutuksen pitäisi taata kaukolämpöveden riittävä kiertonopeus, mutta todellisuudessa menoveden lämpötiloissa eroavaisuudet olivat huomattavia. Näiden kahden edellä mainitun kohteen vuotuisen keskiarvomenoveden lämpötilan välillä on noin 5,5 celsiusasteen ero.

Kuvaajasta 1 havaitaan, että verkon A lämpimimmän pisteen menolämpötila on ajokäyrän maksimiaron yläpuolella ulkolämpötilavälillä $-20...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Toisaalta kovimmilla pakkasilla menoveden lämpötila jää noin 5 celsiusastetta ajokäyrän alapuolelle ja kesäkeleillä noin 3 celsiusastetta ajokäyrän alapuolelle. Talvipakkasten ajokäyrän alitus selittyy suuresta etäisyydestä voimalaitokselle. Samoin kesäkelien ajokäyrää alhaisempi lämpötila selittyy osittain etäisyydellä voimalaitokselle. Kesällä menovedenlämpötila on huomattavasti alhaisempi kuin talvella, joten määrällinen ajokäyrän alitus asteina on alhaisempi, mutta prosentuaalinen alitus suurempi kuin talvipakkasilla verkoston lämpöhäviöistä johtuen. Kesäkelien ja talvipakkasten ajokäyrän alituksen perusteella ulkolämpötilavälillä $-20...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ajetaan verkkoon huomattavaa yllämpöä. Verkon kuumin piste sijaitsee syöttöpisteestä A1 noin 2,5 km etäisyydellä. Kuumin piste sijaitsee noin 250m päässä DN300 runkolinjasta, josta lähtee noin 220m pituinen pienempi runkolinja, jonka jälkeen viimeiset noin 30m on DN80 talohaara. Kuumin piste jää nykyisen verkonjaon mukaisesti syöttöpisteen A2 latvaosaan.

Tarkastettaessa noin 20 suurimman verkon runkolinjan läheisen kuluttajan menoveden lämpötilan arvoja, ja yleistäessä näiden kuluttajien tiedot koko verkon tilanteeksi ”Koko verkko A keskiarvo” -kuvaajaan, huomataan käyrän merkittävä poikkeama verkon kuumimman pisteen kuvaajasta. Samalla lämpötilavälillä $-20...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ huomataan menolämpötilan olevan nyt pääasiassa ajokäyrän mukainen. Kovimmilla pakkasilla ja kesäaikaan menoveden lämpötila on selvemmin ajokäyrän alapuolella kuin verkon kuumimman pisteen tapauksessa. Vaikka verkkoon ajetaan selvästi kuumempaa vettä kuin ajokäyrän mukaisesti tulisi ajaa lämpötilavälillä $-20...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$, niin näyttäisi että tämän korkeamman lämpötilan ajaminen verkkoon olisi verkon toiminnan kannalta parempi vaihtoehto. Jos menoveden lämpötilaa laskettaisiin esimerkiksi nyt tutkitun verkon kuumimman pisteen ajokäyrän ylityksen verran, niin menoveden lämpötila laskisi erityisesti talohaaroissa ja verkon epäedullisissa pisteissä sijaitsevilla asiakkailta suuresti. Tällöin vesivirran arvot kasvaisivat suuresti. Selvin ero ajokäyrän ja kuumimman pisteen välillä on ulkolämpötilassa $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$, jolloin verkon kuumimmassa pisteessä on keskimäärin noin 5,5 celsiusastetta kuumempaa menovettä kuin ajokäyrän mukaisesti tulisi olla. Lisäksi huomioidaan, että nyt tutkituissa pisteissä menoveden lämpötila on verkon tasolla keskimääräistä parempi. Erityisesti pitkien talojohtojen päissä, uusilla omakotitaloalueilla sekä verkon latvaosissa menoveden lämpötila on vielä huomattavasti alhaisempi kuin nyt yleistetyssä 20 suurkuluttajan tapauksessa.



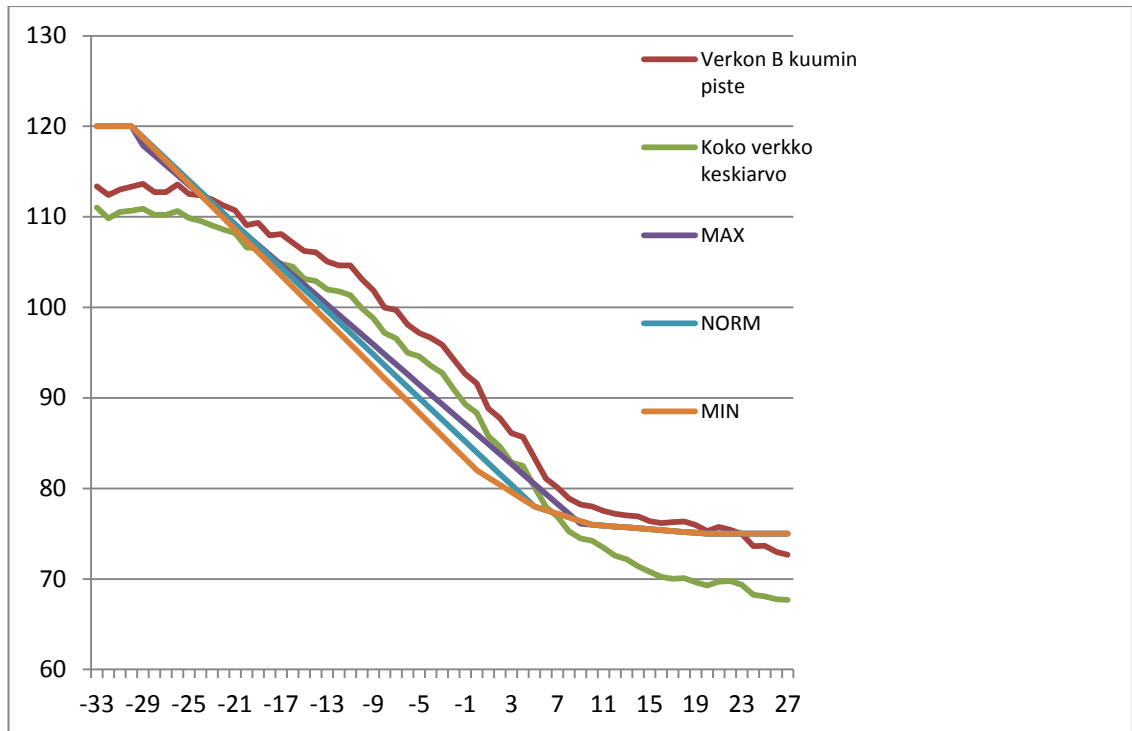
Kuvaaja 1. Menoveden lämpötila verkko A.

Verkon A yksi ongelmakohta alhaisen menoveden lämpötilan osalta on uudet asuinalueet, joiden rakennuskanta on pääasiassa omakotitaloja. Verkon A alueella on vain yksi suurempi tämänkaltaisen asuinalue. Uusien rakennusten paremmat lämpöeristykset ja energiatehokkuus tarkoittavat hyvin pientä energian kulutusta erityisesti lämmityskauden ulkopuolella. Pieni kulutus luo ongelmia alueen kaukolämpöverkolle, joka on mitoitettu maksimikuorman mukaisesti. Jos uudet asuinalueet ovat lisäksi omakotitalovaltaisista, on aivan kovimpia pakkasia lukuun ottamatta alueen runkolinjassakin veden nopeus verrattain alhainen, pienemmistä aluejohdoista ja talohaaroista puhumattakaan. Verkon A ongelmallista uuden talokannan asuinalueita tutkittaessa huomattiin, että menoveden lämpötila on kuitenkin runkolinjan läheisyydessä riittävä varsinaisen ongelmakohdan ollessa DN65-DN40 kokoa olevat aluejohdot. Näistä aluejohdoista lohkottavien omakotitalojen talojohdoissa saattoi olla usean kymmenen asteen ero toisiinsa nähden, vaikka ne sijaitsivat vain 50m päässä toisistaan. Eroa ei voida selittää talohaarojen suurilla pituuden eroavaisuuksilla, koska niiden pituudet olivat keskimäärin hyvin lähellä toisiaan. Yhtenä selittävänä tekijänä voi olla vierekkäisten kiinteistöjen kulutuksen eroavaisuudet, jolloin kaukolämpöventtiileiden toiminnan eroavaisuuksien johdosta toisessa talohaarassa on korkeampi veden virtausnopeus kuin toisessa. Näiden aluelinjoiden latvaosissa yksittäisen kiinteistön korkeammalla tehon tarpeella ei linjan latvaosan veden nopeuteen ole kuitenkaan suurta vaikutusta, jos muissa latvaosan kiinteistöissä kulutus on alhainen. Tällöin yksittäisen korkeamman tehontarpeen kiinteistön vesivirta nousee. Toisena selittävänä tekijänä näillä alueilla voi olla lähteen [12] mukaisesti putkiston

muoto, mikä osaltaan aiheuttaa ongelmia alhaisen lämmön kulutuksen kohteissa kasvattaen verkostohäviötä ja alentaen menoveden lämpötilaa talohaaroissa. Alhainen menoveden lämpötila ei toisaalta ole kehittynyt näillä alueilla asiakkaan kannalta ongelmalliseksi uuden rakennuskannan vuoksi, jolloin lämmönsiirtimessä saadaan siirrettyä kiinteistön tarvitsema teho, vaikka menolämpötila olisi huomattavasti ajokäyrän alapuolella. Sen sijaan lämmön myyjän kannalta ongelma on merkittävä, koska tämä ostomittauspisteessä ostetun ja kulutusasteessa myydyin lämmön lämpötilaero on verkon lämpöhäviötä tarkastellen osa verkostohäviötä.

6.2.3.2 Verkon B lämpötilatasot

Verkon B menoveden lämpötilan *kuvaajasta 2* voidaan huomata, että verkon kuumimman pisteen kuvaaja on selkeästi korkeampi kuin ajokäyrä ulkolämpötilavälillä $-20...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Kuumimman pisteen suurin eroavaisuus ajokäyrän maksimiarvoon, noin 7 celsiusastetta, on ulkolämpötilassa $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Kovimmilla pakkasilla kuumimman pisteen menolämpötilan kuvaaja on samankaltainen kuin verkon A kuumimman pisteen, menoveden lämpötilan ollessa noin $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ astetta ajokäyrän yläpuolella. Lämpötilavälillä $0...+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ verkon B kuumin piste on noin ajokäyrän mukainen, mutta ulkolämpötilan ollessa yli $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ arvot ovat hivenen ajokäyrän alapuolella. Suurimpana selittävänä tekijänä korkeammalle menoveden lämpötilalle verkkoon A verrattuna on verkon B kuumimman pisteen sijainti aivan ostomittauspiste B:n läheisyydessä. Lisäksi ostomittauspiste B vieressä sijaitsee lämmön myyjän toinen voimalaitos, jota ajetaan pääasiassa kesäkeleillä. Päävoimalaitoksen lämpöteho on kesällä liian korkea taloudellisesti kannattavasti tuottamaan kaukolämpöä. Verkon B ostomittauspiste vieressä sijaitsevaa voimalaitosta ajetaan myös kovilla pakkasilla päävoimalaitoksen apulaitoksena. Päävoimalaitos sijaitsee ostomittauspisteestä A2 katsottuna noin 10 km päässä ja ostomittauspisteestä B1 katsottuna noin 8 km päässä. Ostomittauspisteestä A1 katsottuna päävoimalaitos sijaitsee noin 12km päässä.



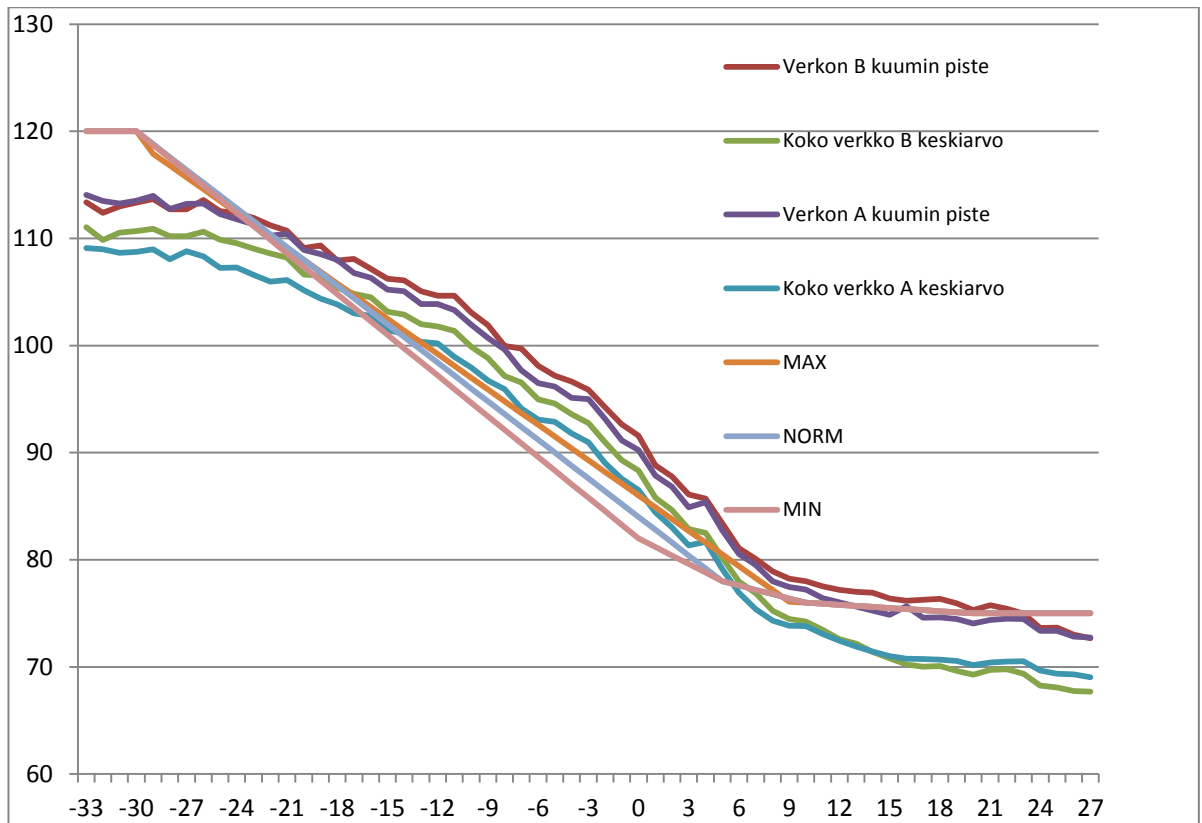
Kuvaaja 2. Menoveden lämpötila verkossa B.

Tarkasteltaessa verkon suurimpien kuluttajien menoveden tuntikohtaista keskiarvolämpötilaa ja yleistäessä se koko verkon tilanteeksi kuvaajan ”Koko verkko keskiarvo” havaitaan, että kuvaaja on ajokäyrän yläpuolella ulkolämpötilan arvoilla noin 0...-15 °C välillä. Kovimmilla pakkasilla käyrä on selkeästi ajokäyrän alapuolella. Kesäkeleillä käyrä on selkeästi alhaisempi kuin verkon kuumimman pisteen ja ajokäyrän kuvaajat. Eroavaisuus selittyy kesäajan kuluttajien alhaisemmalla tehontarpeella, jolloin veden virtausnopeus alenee ja näin ollen kaukolämpövesi ehtii luovuttamaan suhteessa enemmän lämpöä ympäristöön.

Verkossa B on suhteessa selvästi vähemmän omakotitaloja kuin verkossa A. Verkossa B ei ole myöskään liitettyä isoja uusia omakotitaloalueita, joten menolämpötilan aleneminen näiden alueiden talohaaroissa ei ole suuri ongelma verrattuna verkkoon A.

6.2.3.3 Yhteenveto verkkojen lämpötilatasoista kulutuspisteissä

Verkon A ja B yhdistetyssä menolämpötilojen kuvaajassa 3 on havaittavissa selkeästi, että suurimpien kuluttajien keskiarvomenolämpötilaa tarkasteltaessa verkon B lämpöhäviöt verkossa ennen kuluttajaa ovat pienemmät kuin verkossa A. Eroavaisuus korostuu kylmimmillä ulkolämpötilan arvoilla. Verkon A kannalta ei kuvaajan perusteella ole suurta merkitystä kummalta voimalaitokselta verkkoa ajetaan, kun verkkoa A ei ole jaettu. Verkon B kannalta ajotavalla on suurempi merkitys johtuen verkon maantieteellisestä sijainnista.



Kuvaaja 3. Menoveden lämpötilan vertailu verkoissa A ja B.

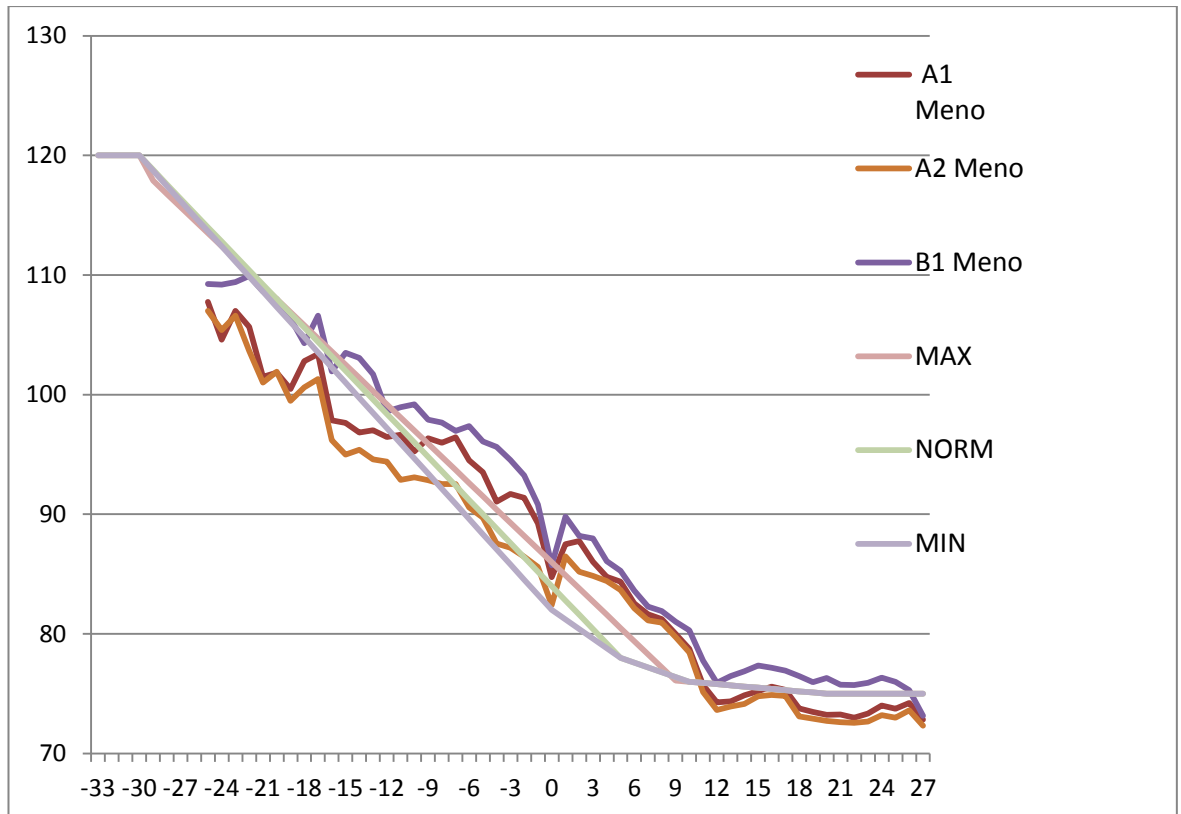
Verkkojen keskimääräisen menoveden lämpötilojen eroavaisuus selittyy pääasiassa verkkojen erilaisella rakenteella ja kulutuspisteiden tehon tarpeella. Verkossa A on suhteellisesti selvästi enemmän pieniä kuluttajia ja omakotitaloja kuin verkossa B. Verkossa B on puolestaan huomattavasti enemmän suurkuluttajia kuten kerrostaloja sekä teollisuuskiinteistöjä. Verkko B on myös verkstopituudeltaan lyhyempi kuin verkko A, mutta kulutukseltaan suurempi. Verkon B asiakastehotiheys (MW/km) on selvästi suurempi kuin verkossa A. Näin ollen vesivirran nopeus on verkossa B keskimääräisesti suurempi kuin verkossa A, jolloin menovesi ei ehdi jäähtymään verkossa B niin paljon kuin verkossa A. Tämä näky verkkojen toisistaan poikkeavista menoveden lämpötiloista.

Tarkasteltaessa verkon kaikkien kuluttajien, ei vain suurimmista kuluttajista laskettua, menolämpötilojen keskiarvoa ja verrattaessa tietoja ajokäyrään, verkkojen toisistaan poikkeavien verkostohäviöiden ero tulee selvästi esille. Verkon B kaikkien kuluttajien menolämpötilan vuosikeskiarvo on kaksi astetta korkeampi kuin verkon A. Vertailtaessa eroavaisuutta eri vuodenaikoina huomataan, että kesäaikaan kummankin verkon eroavaisuus ajokäyrään on samansuuruinen. Talviaikaan verkon B menolämpötilojen keskiarvo on puolestaan noin 5 celsiusastetta korkeampi kuin verkossa A. Kevät- ja syksy aikaan eroavaisuus on noin 2-4 celsiusastetta. Kesäaikaan eroavaisuus ajokäyrään on suurin ja talviaikaan toiseksi suurin, mutta keväällä ja syksyllä pienin. Toisaalta, kun

huomioidaan, että verkon kuumimpien pisteiden perusteella verkkoon ajetaan lämpötilavälillä $-20...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ selvästi ajokäyrän maksimiarvoa kuumempaa kaukolämpövettä, ovat lämpöhäviöt korkeasta menolämpötilasta johtuen suuret, vaikka eroavaisuus ei näy verrattaessa menolämpötiloja ajokäyrän arvoihin. Kuten aiemmin todettua, laskettaessa verkon kaikilta kuluttajilta menolämpötilojen tuntikeskiarvo, ei se ole vertailukelpoinen ajokäyrään. Voidaan kuitenkin todeta, että kesäaikaan verkkojen menolämpötilojen eroavaisuudet tasoittuvat, jolloin kummassakin verkossa verkostohäviö asiakasta kohden on samansuuruinen. Kun ulkolämpötila laskee, kasvaa menoputken lämpöhäviö verkossa A verkon B suhteen, johtuen edellisessä kappaleessa käsitellyistä verkkojen rakenteellisista eroavaisuuksista.

6.2.3.4 Ostomittauspisteiden kaukovalvonnan tiedot

Ostomittauspisteet A1, A2 ja B1 kytkettiin kaukovalvontajärjestelmään alkuvuodesta 2013. Järjestelmästä on saatavilla tietoja 9. helmikuuta alkaen. Ostomittauspisteiden tietoja tutkittiin 9.2–13.6 välisenä ajankohtana. Lisäksi toukokuun lopulla oli kahdeksan päivän käyttökato järjestelmässä, joten tältä ajanjaksolta tietoja ei ole saatavilla. Näin ollen datan pienestä määrästä johtuen, tulokset ovat vain suuntaa antavia, eikä niitä voida yleistää vuositasolle kuin vain yleisten trendien osalta niiltä lämpötila-alueilta, kun mittauksia on saatavilla. Vaikka mittauksia on miltei kaikilta samoilta ulkolämpötilan arvoilta kuin normaalivuosina, mittauksien pienestä määrästä johtuen kuvaajissa on piikkejä hetkellisten normaalista poikkeavien arvojen merkittävyyden kasvaessa.

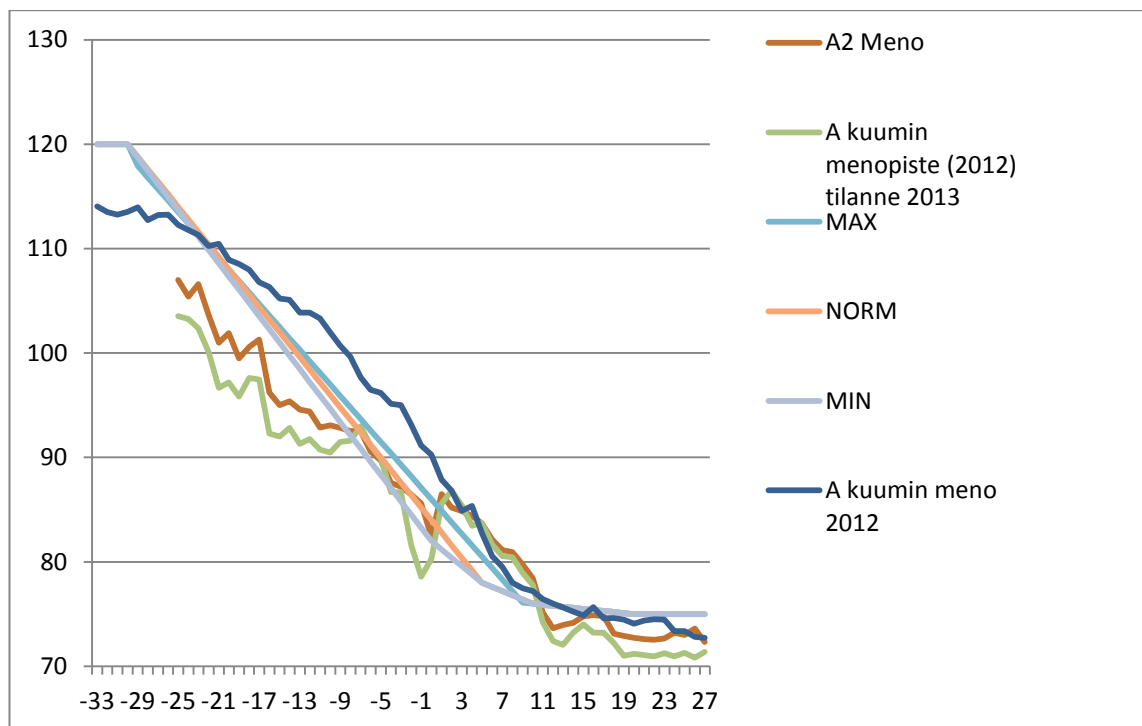


Kuvaaja 4. Ostomittauspisteiden kaukovalvonnan menoveden lämpötilat.

Kuvaajasta 4 on havaittavissa sama trendi kuin asiakkaiden menoveden lämpötilatietoja tutkittaessa eli verkkoihin ajetaan hieman kuumempaa vettä kuin ajovesikäyrän mukaisesti pitäisi maksimissaan ajaa ainakin ulkolämpötilavälillä $-10...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Asiakasmittausten tietoja tarkasteltaessa tämä väli oli noin $-20...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ottaen huomioon vähäisen mittauspisteiden määrän kovilla pakkasilla, on mahdollista koko vuoden dataa analysoitaessa, että lämpötilaväli, jolla yllämpöä ajetaan, on sama. Ulkolämpötilan ollessa $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ on kaikissa mittauksissa havaittavissa selkeä kuoppa, joka johtuu 4-5. kesäkuuta olleista mittausteknisistä ongelmista.

Tuloksista huomataan selvästi, että verkon B ostomittauspisteeseen ajetaan lämpimämpää vettä kuin verkon A ostomittauspisteisiin. Tämä on tarkasteluajankohtana selitettävissä ennen kaikkea verkon ajolla. Koko tarkasteluajankohtana ajettiin verkon B vieressä sijaitsevaa voimalaitosta, jolloin verkon B menolämpötila on selkeästi korkeampi kuin tilanteessa, jolloin ajetaan kaukana kummastakin verkosta sijaitsevaa päävoimalaitosta. Toisaalta maaliskuun loppuun asti ajettiin kumpaakin laitosta samaan aikaan, joten suuri lämpötilaero kovilla pakkasilla ei ole selitettävissä pelkästään verkon B viereisen laitoksen ajolla. Kovilla pakkasilla, kun kumpaakin laitosta ajettiin yhtä aikaa, näyttäisi ostomittauspisteiden A1 ja A2 maantieteellinen eroavaisuus kompensoituvan, jolloin kummassakin ostomittauspisteessä menoveden lämpötila on miltei sama. Osittain tähän vaikuttaa talvipakkasilla ostomittauspisteen A1 läheisyydessä sijaitsevan huippulämpölaitoksen ajo kovilla pakkasilla. Tämä laitos ei

sijaitse verkossa A1, vaan lämmön toimittajan verkossa ennen ostomittauspistettä A21. Kumpaakin laitosta ajettiin samanaikaisesti maaliskuun loppuun asti, jolloin ulkolämpötila oli alle +5 °C. Ulkolämpötilavälillä -15...+5 °C ostomittauspisteessä A1 on selvästi korkeampi menoveden lämpötila kuin ostomittauspisteessä A2. Kun verkkoa ajetaan vain päävoimalaitokselta, ostomittauspisteiden A1, A2 ja B1 väliset eroavaisuudet menoveden lämpötilassa oletettavasti hieman tasaantuvat, koska voimalaitos sijaitsee kaukana kaikista verkoista. Oletettavasti heikoin menoveden lämpötila on tällöin ostomittauspisteessä A1, joka sijaitsee kauimpana tuotantolaitoksesta. Nyt tarkasteltujen mittaustietojen perusteella +5°C korkeammilla ulkolämpötiloilla, ajettaessa vain verkon B vieressä sijaitseva voimalaitosta, menoveden lämpötilat tasaantuvat ostomittauspisteiden A1 ja A2 välillä. Tällöin verkossa B on hieman korkeampi menoveden lämpötila kuin kahdessa muussa ostomittauspisteessä. Tämä eroavaisuus on erityisen helposti huomattavissa kesäkeleillä.

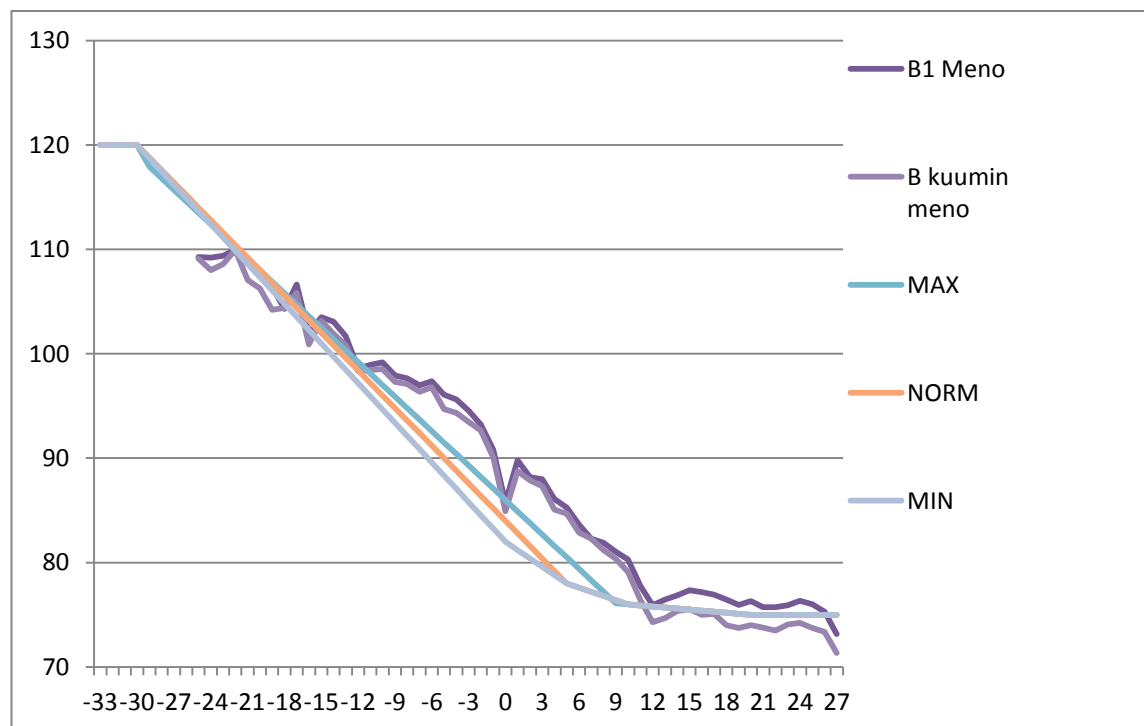


Kuvaaja 5. Ostomittauspisteen A2 menoveden lämpötila ja vuoden 2012 verkon kuumimman pisteen arvojen vertailu saman pisteen arvoihin verkon jaon jälkeen.

Kuvaajassa 5 on esitetty ostomittauspisteen A2 ja vuoden 2012 verkon kuumimman pisteen arvojen vertailu nykyiseen tilanteeseen verkon jaon jälkeen. Kun verkkoa A ajettiin aiemmin yhtenäisenä verkkona, oli tämä piste verkon A kuumin piste. Tässä verkon kuumimmassa pisteessä suuren kulutuksen ja runkolinjan läheisyyden vuoksi menoveden lämpötila toteutui parhaiten. Vaikka tarkasteluajankohtien eroavaisuus on suuri ja datan määrä vuodelta 2013 puutteellista, voidaan kuvaajasta selvästi todeta verkon jaon vaikutus aiempaan verkon kuumimpaan pisteeseen erityisesti pakkaskeleillä. Tarkasteluajankohtana alhaisin ulkolämpötila oli noin -24 °C, jolloin

tämän aiemman verkon kuumimman pisteen menoveden lämpötila on tippunut noin 8 celsiusastetta verrattuna tilanteeseen ennen verkon jakoa. Eroavaisuus ostomittauspisteen lämpötilaan on puolestaan tällöin noin 2 celsiusastetta. Eroavaisuus pysyy merkittävänä ulkolämpötilaan 0 °C asti. Ulkolämpötilan noustessa yli 0 °C, tämän pisteen eroavaisuus edeltävän vuoden käyrään on vähäistä. Piste sijainti verkossa on muuttunut selvästi. Piste sijaitsi aiemmin verkon alkuosassa, mutta ei kuitenkaan aivan ostomittauspisteen läheisyydessä, kun nyt se sijaitsee uuden ostomittauspisteen A2 takana olevassa verkon latvaosassa. Kuten aiemmin todettiin, ostomittauspisteen A2 kautta menoveden lämpötila on selvästi alhaisempi kuin muiden ostomittauspisteiden kautta siirtyvän lämpöenergian. Täten, vaikka verkkoon ajetaan yhä ylikuumaa, on verkkoon A2 siirtyvän lämpöenergian menoveden lämpötila nyt joko hieman ajokäyrän alapuolella tai ajokäyrän tasolla.

Ostomittauspisteen A1 takana olevassa verkon osassa kuluttajat ovat huomattavasti pienempiä kuin verkon osassa A2. Menoveden lämpötilavertailua varten ei löydetty tarpeeksi isoa kuluttajaa verkon osasta A1, jotta lämpötilavertailu ostomittauspisteeseen on mielekästä.



Kuvaaja 6. Ostomittauspisteen B1 ja verkon B kuumimman pisteen vertailu.

Verrattaessa kuvaajan 6 mukaisesti ostomittauspisteen B1 ja ostomittauspisteen läheisyydessä sijaitsevan verkon kuumimman pisteen eroavaisuuksia, huomataan eroavaisuuksien pysyen vähäisinä, kuten oletettiin pisteen sijaitessa verkossa maantieteellisesti lähellä toisiaan. Verkon kuumimman pisteen kuvaaja seuraa hyvin ostomittauspisteen kuvaajaa lukuun ottamatta kesäkelejä, jolloin kuumimman pisteen

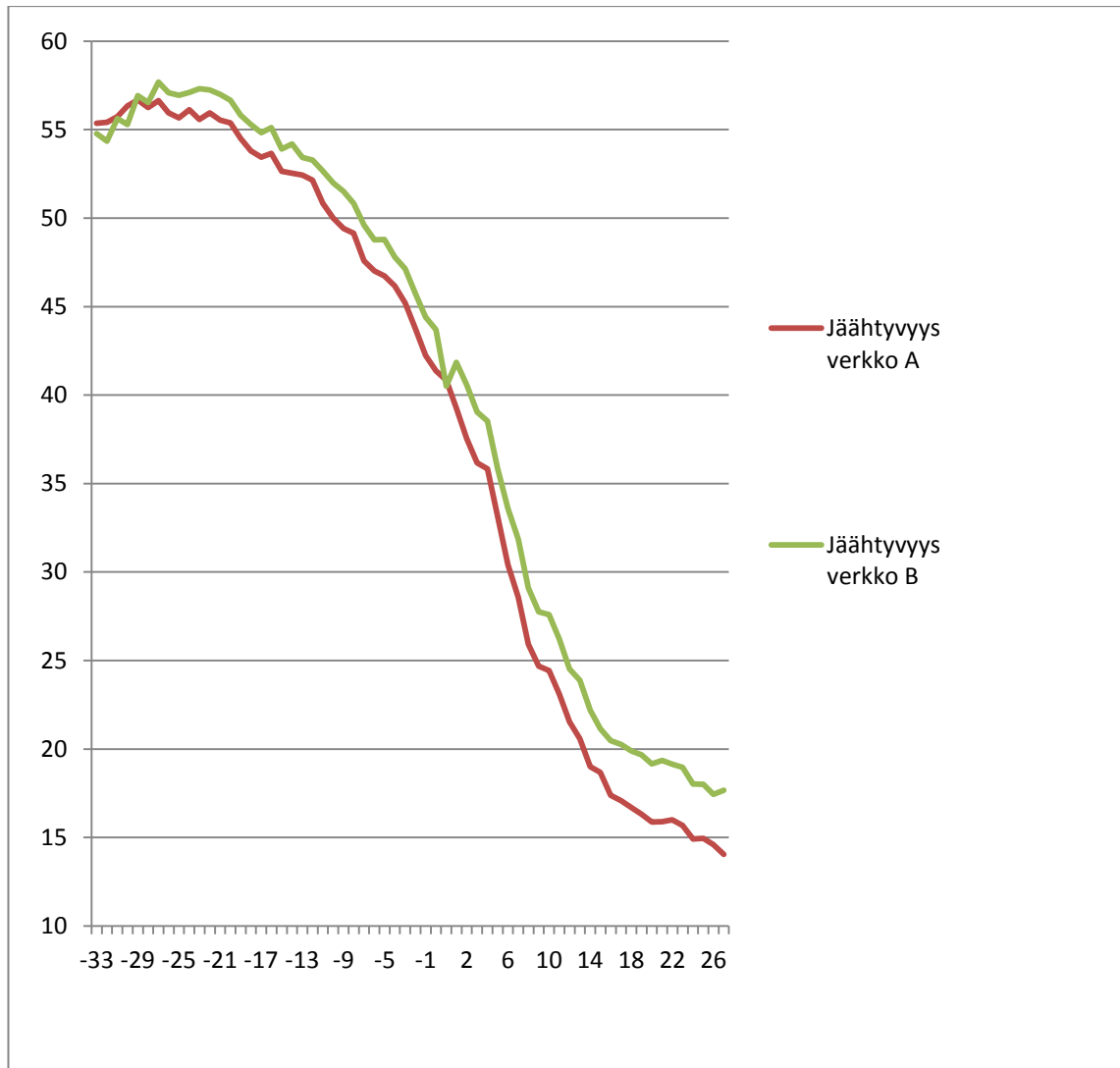
kuvaaja on hieman ostomittauspisteen kuvaajan alapuolella johtuen veden virtauksen hidastumisesta talohaarassa. Kuten aiemmistakin ostomittauspisteiden kuvaajista huomattiin, verkkoon ajetaan ajokäyrän maksimiarvoa kuumempaa vettä ainakin lämpötilavälillä $-10...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

6.2.3.5 Muut huomiot lämpötilatasoista

Yleisesti ottaen pienissä erillisverkoissa kattilan tuottaman kaukolämmön menoveden lämpötilaa ei säädetä automaation ohjaamana ulkolämpötilan funktiona. Tällöin laitoksen hoitaja säättää itse kattilan tehoa ulkolämpötilan mukaisesti. Yleisesti ottaen alueiden pienillä erillislaitoksilla on käyty päivittäin, mutta tehoa ei ole säädetty, jolloin menoveden lämpötila on vakio kaikilla ulkolämpötilan arvoilla. Näiden pienten erillisverkkojen menoveden kuvaaja on tasainen jana, jonka menolämpötilan arvot ovat 80 ja 100 asteen välillä kaikilla ulkolämpötilan arvoilla. Tällöin lämpöhäviöt ovat suuria korkeilla ulkolämpötilan arvoilla, mutta alhaisilla ulkolämpötilan arvoilla ei saada asiakkaille toimitettua ajokäyrän mukaista menoveden lämpötilaa. Tilannetta voisi korjata laatimalla kattiloiden säätökäyrän ulkolämpötilan funktiona. Jos näillä laitoksilla käydään kerran päivässä, tai harvemminkin, voisi laitoksia myös säättää ainakin selvien ulkolämpötilan vaihteluiden mukaisesti.

6.2.4 Jäähtyvyys

Verkkojen A ja B jäähtyvyyttä tutkittiin laskemalla kummankin verkon tuntikohtaisen keskimääräisen meno- ja paluuveden lämpötila edellisen kolmen vuoden ajalta. Meno- ja paluulämpötilojen erotuksena saatiin teoreettinen jäähtyvyyden arvo. Menetelmä ei ole täysin tarkka johtuen verkon eri pisteiden aikaviiveestä sekä eri kulutuspisteiden erilaisesta rakenteesta, mutta menetelmä on tarkin mahdollinen saatavissa oleva tätä tutkimusta varten. Lisäksi erityisesti menoveden lämpötilatasot eivät ole vertailukelpoisia kuvaaman verkon yleistä lämpötilatasoa putkistossa kuten verkon lämpötilatasoja käsiteltäessä osoitettiin, mutta jäähtyvyyttä tarkasteltaessa tällä eroavaisuudella ei ole todellisen asiakaslaitteissa tapahtuvan jäähtyvyyden kannalta merkitystä.



Kuvaaja 7. Jäähtyvyydet ulkolämpötilan funktiona verkoissa A ja B vuodelta 2012.

Kuvaajasta 7 huomataan, että verkossa B on keskimäärin hieman parempi jäähtyvyys kuin verkossa A kaikilla ulkolämpötilan funktioilla. Kesähelteillä tämä ero korostuu, johtuen verkkojen erilaisesta rakenteesta ja tehon tarpeesta. Talvella aivan kovimmilla pakkasilla jäähtyvyyksien eroavaisuus tasaantuu.

Vuoden 2012 ulkolämpötilojen vuotuinen keskiarvo tarkasteltavalla alueella oli $+2,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, kun taas vuonna 2011 keskiarvo oli $+4,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ja vuonna 2010 $+2,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Paikkakunnan keskimääräinen vuotuinen ulkolämpötila energiateollisuuden pitkän ajan tilastojen mukaan on $2,9\text{ }^{\circ}\text{C}$. Näin ollen vuoden 2012 tiedot kuvaavat parhaiten tilannetta pitkän ajan keskiarvona. Tarkasteltaessa taulukkoa 11 tämä ulkolämpötilojen eroavaisuus on selvästi nähtävissä myös vuoden 2011 ja 2012 välisenä lämpötilatasojen ja jäähtyvyyksien välisenä eroavaisuutena. Vuoden 2012 menovedenlämpötilat ovat noin 5 celsiusastetta korkeampia kummassakin verkossa kuin vuonna 2011. Paluulämpötiloissa eroavaisuus on noin 1,5 celsiusastetta ja jäähtymissä hieman yli 3 celsiusastetta. Erityistä huomiota on syytä kiinnittää vuoden 2011 kesän tietoihin, jolloin

keskimääräinen tuntikohtainen menolämpötila on kummassakin verkossa selvästi alle sopimuksen mukaisen 65 °C asiakasmittauspisteissä. Vuoden 2010 mittaustiedot eivät ole luotettavia moninaisten puuttuvien mittaustietojen vuoksi, jolloin keskimääräiset lämpötilatasot ja jäähtyvyydet ovat useita asteita todellisia arvoja alhaisempia.

Talven tiedot laskettiin joulukuun alusta helmikuun loppuun, kevään tiedot maaliskuusta toukokuun loppuun, kesän tiedot kesäkuusta elokuun loppuun ja syksyn tiedot syyskuusta marraskuun loppuun.

2012	Meno A	Meno B	Paluu A	Paluu B	Ero A	Ero B
Talvi	89,02	92,03	38,88	40,32	50,14	51,71
Kevät	75,42	77,15	38,91	38,16	36,51	38,99
Kesä	65,2	65,75	46,28	43,95	18,92	21,8
Syksy	73,23	76,1	39,35	38,89	33,88	37,21
Vuosi	75,65	77,68	40,87	40,33	34,78	37,35
2011	Meno A	Meno B	Paluu A	Paluu B	Ero A	Ero B
Talvi	80,64	83,88	36,14	37,57	44,5	46,31
Kevät	70,88	74,11	37,39	37,0	33,49	37,11
Kesä	60,84	62,19	44,98	43,18	15,86	19,02
Syksy	69,94	71,91	37,83	37,11	32,11	34,8
Vuosi	70,52	72,97	39,1	38,73	31,42	34,24
2010	Meno A	Meno B	Paluu A	Paluu B	Ero A	Ero B
Talvi	70,67	75,74	31,1	33,55	39,56	42,2
Kevät	60,24	65,4	31,74	32,66	28,5	32,74
Kesä	55,81	59,83	39,88	40,61	15,93	19,23
Syksy	70,4	75,14	35,04	36,25	35,36	38,89
Vuosi	64,23	68,98	34,46	35,78	29,77	33,2

Taulukko 11. Lämpötilatasojen keskiarvot ja jäähtyvyydet eri vuodenaikoina.

Verkkoon lämpöä syöttävien kahden voimalaitoksen vuotuinen yhdistetty keskimääräinen menoveden lämpötila oli vuonna 2012 89 °C ja paluulämpötila 48 °C. Voimalaitosten keskimääräiseen paluueden lämpötilaan vertaaminen ei ole tässä tapauksessa järkevää putkiston, kiertolenkkien ja varalämpölaitosten lämmittävän vaikutuksen vuoksi. Menoveden vertaaminen voimalaitosten menoveden keskiarvoon ei ole putkiston lämpöhäviöiden vuoksi järkevää.

Laskentatavasta johtuen tuloksissa korostuvat pienien kuluttajien vaikutus, joilla usein ongelmat lämpötilatasoissa ja jäähtymissä ovat suurimmat. Paluueden lämpötilatason arvot ovat tuloksista luotettavimpia tuloksia verrattaessa, koska paluulämpötilaan vaikuttaa ulkolämpötila selvästi vähäisemmin kuin menoveden lämpötilaan.

Huonot lämpötilatasot ja jäähtyvyydet verkon kuluttajilla tarkoittavat korkeaa vesivirtaa lämmitystehontarpeen tyydyttämiseksi.

Parantamalla kaukolämpöveden jäähtymää säästetään pumppauskustannuksissa. Kaukolämpöveden meno- ja paluuputkien lämpötilaeron kasvaessa saadaan pienemmällä virtauksella siirrettyä yhtä suuri määrä energiaa kuin aikaisemmin. Tutkittavissa verkoissa A ja B pumppauskustannusten säästöllä ei ole merkitystä, koska lämmön toimittaja vastaa pumppauksesta.

6.2.5 Kiertolenkkien vaikutus

Kiertolenkkien paikkojen määrittämisessä käytettiin hyväksi Tekla NIS-verkostotietojärjestelmän tietoja tutkimalla verkkojen alueilta kaikki kohdat, joissa oletettavasti putkilinjojen päiden pituuden perusteella on kiertolenkkejä. Näin meneteltiin tapauksissa, joissa kiertolenkin olemassaolosta ei ole varmuutta esimerkiksi vanhat katujen alla olevat pitkät linjan päät. Lisäksi otettiin lukuun ne paikat, joissa tiedetään varmuudella sijaitsevan kiertolenkki. Verkossa B on varmuudella ainakin kaksi kiertolenkkiä, ja oletettavasti 4 muuta kiertolenkkiä. Talvella 2013 verkosta poistettiin yksi suuri kiertolenkki, joka oli putkikokoa DN20 ilman kuristusta. Muuten kiertolenkit ovat oletettavasti halkaisijaltaan 10mm kupariputkea, jolloin putken säde on 4mm ja seinämäpaksuus 1mm. Verkossa A on varmuudella ainakin yksi kiertolenkki ja oletettavasti ainakin 8 muuta kiertolenkkiä. Lisäksi verkossa A oli vielä alkukesästä 2012 kolme varalämpölaitosta, joissa oli omat laitoksen kiertonsa. Kesällä 2012 yksi näistä varalämpölaitoksista poistettiin verkosta.

Oletukseksi putkivarauksen pituudeksi valittiin 4 metriä, jota pidemmissä linjojen päissä voidaan olettaa kiertolenkin sijaitsevan. Veden tiheys keskimääräisessä oletuslämpötilassa on $980 \frac{kg}{m^3}$. Veden oletettiin olevan hieman viileämpää kuin normaalisti verkostossa kiertävä vesi, koska vesi jäähtyy ennen kiertolenkkiä olevassa putkivarauksessa. Paine-eroksi oletetaan verkon keskimääräinen normaali paine-ero eli 1,5 baaria.

Laskemalla näiden kiertolenkkien vaikutus yhteen, lukuun ottamatta varalämpölaitoksia sekä paluueden termostaattia verkon B latvaosassa, saadaan tulokseksi vesivirraksi kiertolenkkien läpi keskimäärin verkossa B $0,226 \frac{m^3}{h}$ ja verkossa A $0,093 \frac{m^3}{h}$. Verkon B tapauksessa noin 78 % prosenttia tästä vesivirrasta on selitettävissä talvella 2013 poistetulla suurella kiertolenkillä. Verrattuna vesimäärää normaalikokoisen omakotitalon keskimääräisen kesäaikaiseen kulutukseen, joka on noin $0,05 \frac{m^3}{h}$, huomataan että verkon A kiertolenkkien kulutus on tähän verrattuna noin kaksinkertainen ja verkon B kiertolenkkien kulutus noin 4,5-kertainen.

Kierolenkkien läpi virtaava vuotuinen vesivirta verkossa A on noin 813 m^3 ja verkossa B 1980 m^3 , josta suuren jo poistetun kierolenkin vaikutus oli siis noin 78 %. Verkossa B verrattaessa kiertolenkkien läpi virtaavan vesivirran määrää verkon vuotuiseen kokonaisvirtaamaan kiertolenkkien vuotuinen virtaama oli noin 0,13 % verkon virtaamasta. Verkon A kiertolenkkien vuotuinen virtaama vuonna 2012 oli noin 0,07 % verkon virtaamasta.

Verkossa B sijaitsee yksi paluuveden termostaatti rengaslinjan päässä. Rengaslinjan varrella sijaitsee vain yksi omakotitalo, joten paluuveden termostaatilla pystytään pitämään linjassa riittävä veden kierto, mutta niin ettei vesivirta nouse liian suureksi. Paluuveden lämpötilan asetusarvoksi on valittu 50 celsiusta. Termostaatin Kvs-arvo on $1,2 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$, joka tarkoittaa suurinta vesivirtaa putkessa, kun venttiili on täysin auki.

6.2.6 Varalämpölaitosten vaikutus

Verkossa A sijaitsee vuonna 2013 kaksi varalämpölaitosta. Kolmas varalämpölaitos poistettiin kesällä 2012. Varalämpölaitoksista laitos A21 on huomattavasti suurempi kuin A22. Laitos A21 koostuu kolmesta kattilasta nimellisteholtaan 2,9 MW, 4,65 MW ja 5,8 MW ja kaikissa kattiloissa poltetaan kevyttä polttoöljyä. Yhteislämpöteholtaan varalämpölaitos A21 on täten 13,35 MW. Toinen varalämpölaitos A22 on edellistä selvästi pienempi. Laitos koostuu kahdesta kattilasta nimellisteholtaan 1,6 MW ja 1,6 MW ja kummassakin kattilassa poltetaan kevyttä polttoöljyä. Yhteislämpöteholtaan laitos A22 on täten 3,2 MW. Kolmas, kesällä 2012 poistettu lämpölaitos A23, on samaa kokoluokkaa lämpölaitoksen A22 kanssa. Lämpölaitoksessa A23 oli kaksi nimellisteholtaan 1 MW ja 1,45 MW raskaan polttoöljyn kattilaa sekä yksi nimellisteholtaan 0,58 MW kevyen polttoöljyn kattila. Yhteislämpöteholtaan laitos A23 oli täten 3,03 MW. [17] [18]

Varalämpölaitoksen A21 omakäyttölämpö vuonna 2011 oli 0,21 % verkon A ostetusta lämpöenergiasta ja vuonna 2012 0,24 %. Varalämpölaitoksen A22 omakäyttölämpö vuonna 2011 oli 0,01 % ja vuonna 2012 0,01 %. Vuotuista omakäyttölämmön eroavaisuutta selittää se, että vuosi 2011 oli lämpimämpi kuin vuosi 2012. Vuotuinen keskiarvolämpötila oli vuonna 2012 1,9 astetta alhaisempi kuin vuonna 2011. Vuoden 2012 vuotuinen keskiarvolämpötila on hyvin lähellä paikkakunnan pitkäaikaista keskiarvoa. Omakäyttölämpö ei vaikuta laitosten A21 ja A22 verkostohyötysuhteeseen sillä se vähennetään lämmön toimittajan myydyin lämmön laskutuksesta.

Laitoksella A23 ei mitattu omakäyttölämpöä. Lasketaan laitoksen vuotuinen omakäyttölämmön tarve laitoksen A22 tietojen perusteella. Lisäksi tulee huomata, että

laitoksella A23 poltettiin myös raskasta polttoöljyä. Raskaan polttoöljyn lämmittäminen sakkaantumisen estämiseksi lisää omakäyttölämmön tarvetta. Arvioidaan laitoksen A23 omakäyttölämmön kulutusta kattilatehojen suhteena varalämpölaitoksen A22 vuoden 2012 tietoihin, koska tiedot ovat ulkolämpötilan osalta lähellä paikkakunnan pitkän ajan keskiarvoa. Vuotuisesta verkon lämpöenergiasta laitoksen A23 osuus olisi vuoden 2012 tietojen perusteella noin 0,010 % ja siltä osalta, kun laitos oli verkossa noin 0,007 %. Huomioitavaa on, että raskaan polttoöljyn suuremmasta lämmitystarpeesta johtuen vaikutus lienee selvästi suurempi. Kokonaisvaikutus voi olla noin luokkaa 0,015-0,02 %, joka kuitenkin verkkotasolla on pieni. Laitoksen A23 virtaama arvioitiin samalla tavalla kuin energiakin. Laitoksen A23 virtaama on noin 1435 m^3 vuodessa ja tämä on noin 0,11 % verkon A virtaamasta.

Verkon lämpöhäviön kannalta suuri merkitys on varalämpölaitosten läpi virtaavalla vesimäärällä varsinkin, jos kuristus on liian pienellä ja virtaava vesimäärä on suuri. Varalämpölaitosten meno- ja paluuveden välinen lämpötilaero voidaan laskea *kaavan* 22 mukaisesti, kun tiedetään vuotuinen vesivirta sekä omakäyttölämpö. Vuodelta 2011 on tiedossa kymmenen kuukauden kuukausiraporttien mukaiset vesivirran arvot ja vuodelta 2012 neljän kuukauden kuukausiraporttien vesivirran arvot. Puuttuvien kuukausien arvot lasketaan kuukausikeskiarvoina, joten erot todelliseen kulutukseen ovat mahdollisia, mutta kuukausiraporttien perusteella kuukausivaihtelut ovat pieniä. Täten puuttuvien kuukausien merkitys kokonaisuuden kannalta on vähäinen. Vuonna 2011 varalämpölaitoksen A21 vesivirta oli keskimäärin $2,26 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ ja varalämpölaitoksen A22 vesivirta keskimäärin $0,175 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$. Varalämpölaitoksen A21 lämpöteho on noin 4,2-kertainen verrattuna varalämpölaitoksen A22 lämpötehoon, mutta laitoksen A21 läpi kulkeva vuotuinen vesivirta on noin 12,9-kertainen verrattuna laitoksen A22 vesivirtaan. Kummatkin laitokset polttavat kevyttä polttoöljyä, joten tämän suuruusluokan eroavaisuus ei ole selitettävissä pelkästään laitoksen A21 suuremmalla lämmönsiirtopinta-alalla. Laitoksen A21 virtauksen kuristus on täten liian pieni. *Kaavasta* 22 saadaan laitoksen A21 jäähtyvyydeksi keskimäärin vuodessa noin $2,81 \text{ }^\circ\text{C}$ ja laitoksen A22 keskimääräiseksi vuotuiseksi jäähtyvyydeksi noin $1,01 \text{ }^\circ\text{C}$. Laitoksen A21 läpi kiersi vuonna 2011 noin 19480 m^3 kaukolämpövedtä ja laitoksen A22 läpi noin 1515 m^3 . Laitoksen A21 virtaama verkon A virtaamasta oli tällöin noin 1,51 % ja laitoksen A22 virtaama puolestaan noin 0,12 % verkon virtaamasta.

Lämpölaitosten alhainen jäähtyvyys nostaa hieman paluuveden lämpötilaa ostomittareilla, mutta vaikutus on pieni koko verkon tasolla. Oletetaan täten, että jos vesivirran määrällinen vaikutus lämpöhäviöön lasketaan suoraan lämpöhäviöön, niin laitosten vesivirran yhteisvaikutus verkon lämpöenergiasta olisi korkeintaan 1,6 %. Varalämpölaitoksen A23 verkosta poistolla on saavutettu enintään noin 0,13 prosenttiyksikön säästö verkon lämpöenergiassa ottaen huomioon vesivirran sekä omakäyttölämmön kulutus.

6.2.7 Aikaviive

Tarkasteltaessa vuoden 2012 aikaviivettä verkoissa A ja B havaittiin verkon A aikaviiveen olleen noin 6-7 tuntia ja verkon B aikaviiveen olleen noin 5-6 tuntia. Tarkastelu tehtiin vertailemalla verkon häntäosissa sijaitsevien kaukovalvontapisteiden sekä verkon ostomittauspisteiden läheisimpien kulutuspuoleisten lämpötilatrendien kehittymistä.

Talvella 2013 verkko A jaettiin kahdeksi erilliseksi verkoksi liittämällä verkkoon uusi ostomittauspiste. Lisäksi verkon A kaksi ostomittauspistettä ja verkon B yksi ostomittauspiste kytkettiin kaukovalvontajärjestelmään. Verrattaessa vuoden 2013 tilannetta, kun saatavilla on lämpötilatiedot myös ostomittauspisteistä, niin verkon B aikaviive pysyi samana, mutta verkon A ajo muuttui aikaviiveen näkökulmasta optimaalisemmaksi aikaviiveen pienentyessä verkon häntäosissa. Uudella verkon jaolla suurin osa, noin 80 prosenttia, verkon A tehosta on nyt ostomittauspiste A2:n perässä ja noin 20 prosenttia tehosta on ostomittauspiste A1:n perässä. Verkon A rakenne muuttui niin, että verkossa ostomittauspiste A2:n perässä on nyt selvästi kolme erillistä verkon häntäosaa ja ostomittauspiste A1:n perässä on selkeästi yksi häntäosa. Aikaviive muuttui niin, että aikaisemmassa verkon A häntäosassa aikaviive on nyt vain noin 2 tuntia. Toisaalta muissa kahdessa ostomittauspisteen A2 perässä olevassa häntäosassa aikaviive on nyt noin 3-4 tuntia. Ostomittauspisteen A1 häntäosassa on puolestaan noin neljän tunnin aikaviive.

Kokonaisaikaviive riippuu erityisesti verkon B tilanteesta voimakkaasti siitä, että ajetaanko verkkoa verkon B ostomittauspisteen vieressä sijaitsevasta voimalaitoksesta vai kauemmasta voimalaitoksesta. Verkon A tilanteeseen tällä ei ole niin voimakasta vaikutusta kuin verkkoon B, mutta ajettaessa verkkoa verkon B viereiseltä laitokselta ostomittauspisteen A2 perässä olevan verkon osan aikaviive kasvaa ja ostomittauspisteen A1 perässä olevan verkon osan aikaviive puolestaan laskee. Ajettaessa verkkoa kauempana sijaitsevalta voimalaitokselta aikaviive puolestaan ostomittauspisteen A2 perässä olevassa verkossa hivenen laskee ja ostomittauspisteen A1 perässä hivenen nousee. Nyt tarkasteltuna ajanjaksona, 8.2–12.6.2013, verkkoa ajettiin talvikeleillä kummastakin voimalaitoksesta ja kesäaikaan vain verkon B ostomittauspisteen vieressä sijaitsevasta voimalaitoksesta.

Tarkasteluajanjaksona 8.2–12.6 keskilämpötila ostomittauspisteen A1 menovedessä oli 87,4 °C, ostomittauspisteen A2 menovedessä 85,3 °C ja ostomittauspisteen B1 menovedessä 89,3 °C. Tuloksista huomataan, että kun tarkasteluajanjaksona verkkoja on syötetty pääasiassa ostomittauspisteen B viereiseltä voimalaitokselta, on verkon B

menoveden lämpötila ollut selvästi korkeampi kuin ostomittauspisteessä A2. Näiden arvojen väliin asettuu ostomittauspisteen A1 menoveden lämpötila.

Aikaviiveen tarkastelun tuloksista voidaan todeta, että aikaviiveen hallinnan näkökulmasta ostomittauspisteen A2 lisääminen verkkoon A on auttanut aikaviiveen pienentämisessä ja täten verkon tehontarpeen vaihtelun paremmassa hallinnassa. Kummastakaan voimalaitoksesta ei ole saatavilla menoveden syöttölämpötilaa, jotta voitaisiin tarkastella aikaviivettä voimalaitoksen ja verkon hännän välillä.

Vaikka voimalaitoksilta ei ole ajodataa saatavilla voidaan aikaviivettä vertailla tarkastelemalla ostomittauspisteen B1 tietoja, kun vain ostomittauspisteen B1 vieressä sijaitsevaa voimalaitosta on ajettu. Vertaamalla ostomittauspisteen B1 arvoja olettaen, että ostomittauspisteen ja voimalaitoksen ajon välillä ei ole aikaviivettä, voidaan todeta aikaviiveen kumpaankin ostomittauspisteeseen A1 ja A2 olevan noin 5-6 tuntia. Tutkimalla puolestaan talviaikaan tilannetta, kun kumpaakin voimalaitosta ajetaan, voidaan todeta aikaviiveen olevan verkon B1 vieressä sijaitsevan tuotantolaitoksen ja ostomittauspisteen A1 välillä yhä noin 5-6 tuntia. Ostomittauspisteen A2 lämpöenergia toimitetaan pääasiassa kauempana sijaitsevalta voimalaitokselta, ja aikaviive voidaan todeta olevan selvästi pienempi, noin 2-3 tuntia. Selitys pienempään aikaviiveeseen lienee suurempi dimensioinen putkilinja tuotantolaitokselta sekä suuremman tuotantolaitoksen kehittyneempi ajotapa ulkolämpötilojen muuttuessa nopeasti.

6.3 Lämmön toimituspiste

6.3.1 Ostomittauspiste A1

Ostomittauspisteessä A1 lämpöenergian mittausta on suoritettu paluuputkessa. Energiamittari on Kamstrup Multical 667C. Virtausanturina on kulkuaiakaeroon perustava ultraäänivirtausanturi. Virtausanturin viereen on rakennetut DN100 kokoa oleva ohitus, jolla mahdollistetaan mittarin vaihto ilman kaukolämpöveden virtauksen katkaisua. Ennen ja jälkeen mittarin sijaitsevat DN125 palloventtiilit ja juuri ennen mittaria on putken laajennus DN125:stä DN150:een. Välittömästi virtausmittarin jälkeen on supistus DN150:stä DN125:een. Virtausmittarin jälkeen on myös vanha mittaajajärjestely yhä asennettuna putkeen, mikä osaltaan aiheuttaa häiriöitä mittaukseen. Lämpötila-antureina käytetään PT500 antureita. Mittauspiste on kaukovalvonnassa. Menoputkessa sijaitsee pumppu.



Kuva 10. Ostomittauspiste A1.

Ostomittauspiste ei mittausteknisesti täytä ostomittauspisteiltä edellytettäviä mittausteknisiä vaatimuksia. Suurimpia epäkohtia ovat virtausputken laajennus ennen mittausta, venttiileistä ja ohituksesta aiheutuvat virtauksen nopeusprofiilin häiriöt sekä mittauspaikan putkidimensioiden muutokset. Myös vanha mittausjärjestely voi osaltaan aiheuttaa virhettä ultraäänivirtausmittauksen tulokseen, koska vanha mittaus on uuden mittauksen jälkeen putkessa. Vanhan mittauksen vaikutus on kuitenkin vähäinen muihin häiriölähteisiin verrattuna. Kaukolämpölinja ennen ja jälkeen mittauspaikan on kokoa DN300, joten kun linja supistetaan mittauspisteessä ensin DN125:een ja itse virtausmittari on kokoa DN150, voivat nämä supistukset aiheuttaa mittaukseen suuren virheen. Juuri ennen mittausta sijaitseva putken dimension laajennus aiheuttaa sen, että virtausanturille ei ole laisinkaan rauhoitusetäisyyksiä. Täten mittautulos saattaa mittausolosuhteista riippuen vaihdella suuresti ja mittausepäätarkkuus kasvaa merkittävästi.

Talvella 2013 verkkoon A kytketty ostomittauspiste A2 mahdollistaa verkon A ajamisen ilman ostomittauspistettä A1. Näin ollen on suositeltavaa korjata ostomittauspisteen A1 mittausjärjestelyt pikimmiten lämmityskauden ulkopuolella optimaalisemmiksi. Järkevintä olisi poistaa mittauksen ohitus kokonaan, kasvattaa mittauspaikan putkidimensio ainakin kokoon DN150 ja poistaa nykyisen mittauksen jälkeen sijaitseva

vanha mittaus kokonaan. Jos mittauspaikkaan halutaan rakentaa mittarin ohitus huoltotöitä varten, olisi se mittausteknisesti järkevintä rakentaa niin, että ohitus ei häiritse virtausanturin toimintaa. Tällöin sen voisi rakentaa esimerkiksi niin, että sillä ohitetaan koko rakennus, jossa mittaus sijaitsee. Ostomittauspisteen A2 verkkoon liittämisen myötä varsinainen tarve ostomittauspisteen ohitukselle on kuitenkin poistunut. Ostomittauspisteen A1 huonosti toteutetun mittausjärjestelyn merkitystä vähentää ostomittauspisteen A2 käyttöönotto, joka on laskenut ostomittauspisteen A1 kautta siirrettävää verkon lämpötehoa 100 %:sta noin 20 %:iin.

6.3.2 Ostomittauspiste A2

Ostomittauspisteen A2 lämpöenergian mittaus on suoritettu paluuputkesta. Energiamittari on Kamstrup Multical 801. Virtausanturina on kulkuaikaeroon perustuva ultraäänivirtausanturi. Virtausanturi on DN250 kokoa olevassa putkessa. Ostomittauspisteelle tuleva ja lähtevä linja ovat kokoa DN300. Paineen ja lämpötilan mittaus on toteutettu noin 50cm virtausanturin jälkeen. Välittömästi näiden mittausten jälkeen sijaitsee moottoriventtiili. Noin 1,5m ennen virtausmittausta sijaitsee lämmön ostajan sulkukaivo, jossa on palloventtiilit. Noin 2,0m ennen virtausmittausta sijaitsee T-haara. Paluuputkessa on lisäksi toteutettu ostomittauspisteen kaivon ohitus koolla DN200, jonka ostajan pään venttiili sijaitsee toisessa kaivossa noin 2,0 metriä ennen virtausanturia. Lämmönmyyjän venttiili sijaitsevat kaivossa noin 3m jälkeen virtausanturin. Noin 4,5m ennen mittausta sijaitsee T-haara, jossa on 90°-putkimutka virtausmittarin suuntaan ja varaukset toiseen suuntaan.



Kuva 11. Ostomittauspiste A2.

Mittauspiste täyttää pääsääntöisesti ostomittauspisteiden mittaustekniset vaatimukset. Tosin erityisesti T-haara sekä mittarin ohituksen haara, vaikkakin sen venttiilit ovat kiinni, saattavat aiheuttaa virtauksen nopeusprofiiliin häiriöitä. Etäisyys ennen virtausanturia olevaan T-haaraan on noin 18D, josta saattaa aiheutua muutaman prosenttiyksikön virhe mittaustulokseen virtauksen profiilista riippuen. Toisaalta T-haaran toisesta päästä lähtee DN250 kokoinen noin metrin pituinen varaus, jonka päässä on kiinni olevat sulkuventtiilit. Korjauskerroin tulisi korjauskertoimen määrittelyperiaatteiden mukaisesti laskea tästä T-haarasta.

Noin 80 % verkon A lämpöenergiasta siirretään ostomittauspisteen A2 kautta talvesta 2013 lähtien.

6.3.3 Ostomittauspiste B1

Ostomittauspisteen B1 lämpöenergiamittaus on suoritettu menoputkesta. Energiamittarina on Kamstrup Multical 801. Virtausanturina on kulkuaikaeroon perustuva ultraäänivirtausanturi. Virtausanturi on kokoa DN200. Virtausanturille tuleva putki on kokoa DN200 ja noin 50cm virtausanturin jälkeen putki laajennetaan kokoon DN300. Täten rauhoitusetäisyys ei ole riittävä. Välittömästi virtausanturin jälkeen putken yläpuolella on ilmausventtiili sekä noin 60cm virtausanturin jälkeen on lisäksi tyhjennysventtiili sekä sulkuventtiili. Noin 1,2m ennen virtausanturia sijaitsee

tyhjennysventtiili. Noin 1,5m ennen virtausanturia sijaitsee 90 asteen vaakakulma ja välittömästi ennen vaakakulmaa sijaitsee T-haara. Noin 8m ennen mittausta sijaitsee lisäksi iso pumppu. Virtausanturin jälkeen noin 1,5m päässä sijaitsee pystyakseli sekä T-haara virtausanturin ohitusputkeen, jossa on palloventtiili.



Kuva 12. Ostomittauspiste B1.

Ostomittauspisteen B1 mittaustekniset vaatimukset eivät täysin toteudu. Ennen virtausanturia on noin 8D:n rauhoitusetäisyys, joka saattaa aiheuttaa nopeusprofiiliin muutaman prosenttiyksikön virheen. Noin 3D etäisyydellä virtausanturin jälkeen oleva putken laajennus saattaa vaikuttaa myös nopeusprofiiliin mittaustarkkuutta heikentävästi. Suuri vaikuttava tekijä on myös noin 8m ennen mittausta sijaitseva pumppu. Kun pumppu käynnistyy, vaikuttanee se mittaustarkkuuteen suuresti, koska tällä 8m:llä on useita virtauksen häiriölähteitä sekä pumpun sijoitus itsessään virtausmittarin läheisyyteen vaikuttaa suuresti virtauksen nopeusprofiilin kehittymiseen.



Kuva 16. Mittauspisteen B1 putkirakenne ennen mittauspistettä.

6.3.4 Tarkastusmittaukset

Verkoissa A ja B suoritettiin ostomittauspisteiden tarkastusmittaukset maaliskuussa 2013. Verkossa A tarkastettiin verkon kaksi ostomittauspistettä (A1 ja A2) sekä verkossa B tarkastettiin verkon ainoa ostomittauspiste (B1). Tarkastusmittarina käytettiin yksisäteistä yhden heijastuksen clamp-on kuluaikaeroon perustuvaa ultraäänivirtausmittaria. Tarkastusmittarina käytettiin samanlaista clamp-on ultraäänivirtausmittaria kuin asiakasmittareidenkin tarkastuksessa, joten mittarin sisäinen virhe on $\pm 1,6 \%$. Mittausolosuhteet pyrittiin valitsemaan niin, että saatiin mahdollisimman suuri tilavuusvirta sekä virtauksen nopeus.

6.3.5 Ostomittauspisteen A1:n tarkastusmittaus

Ostomittauspisteeseen A1 kytkettiin kuvan 13 mukaisesti virtausanturin tarkastusmittaus. Tarkastusmittauksessa mitattiin kahdesti kymmenen kuution vesimäärä. Vesimäärä kelloitettiin käsikellolla, josta laskettiin keskimääräinen tilavuusvirta. Mittausjakson pituutena kummassakin tapauksessa oli noin 20 minuuttia, joka on kohtuullisen alhainen.

Tarkastusmittarin sijainti ei ole optimaalinen. Mittari on sijoitettu varsinaisen laskutusmittarin jälkeen. Näiden mittareiden välissä on vielä lisäksi supistus DN150:sta DN125:een, palloventtiili sekä vanha virtausmittari, jonka mittaustietä on lisäksi supistettu. Välittömästi tarkastusmittarin jälkeen on lisäksi laskutusmittarin ohitusputki, jonka venttiilit ovat kiinni. Tarkastusmittarin mittauspaikka on valittu samaksi kuin aikaisemmissakin tarkastusmittauksissa. Kyseisessä tilassa ei ole varsinaisesti parempaakaan paikkaa tarkastusmittarille kuin nyt valittu.



Kuva 13. Ostomittauspisteen A1 tarkastusmittaus.

Mittauksen ajankohtana ulkolämpötila oli noin -5°C , joten mitattava tilavuusvirta oli kohtuullisen suurta. Laskutusmittarin energiamittari ja virtausputki eivät ole pareja keskenään, vaan toinen näistä on myöhemmin vaihdettu, josta saattaa aiheutua virhettä mittaustarkkuuteen.

Virtausnopeus tarkastusmittarin kohdalla oli noin $0,6\text{ m/s}$, joten jatkuvuusyhtälön perusteella laskutusmittarin kohdalla nopeus on vielä hieman alhaisempi. Virtausnopeuden arvolla $0,6\text{ m/s}$ ei voi varmuudella myöskään sanoa onko virtauksen nopeusprofiili varmasti turbulентtista, vaikkakin se on todennäköistä. Jos virtaus on joissakin olosuhteissa, esimerkiksi kesäaikaan pienillä tilavuusvirran arvoilla ja nopeuksilla, turbulентtisen ja laminaarin virtausprofiilin välimaastossa, aiheuttaa se suuren virheen mittaustarkkuuteen. Tilavuusvirran taso mittaajankohdalla oli noin 30

$\frac{m^3}{h}$. Kahden tarkastusmittauksen lopputuloksena saatiin, että laskutusmittarin mittausrvirhe on keskimäärin +4,2 %, joka on kuutioina noin $1,2 \frac{m^3}{h}$.

Suurimpana selittävänä tekijänä mittausvirheeseen on se, että mittauspiste ei täytä mittausteknisiä vaatimuksia. Mittauspisteessä on liian monta häiriölähdettä, jotka aiheuttavat tässä tapauksessa virheen kummankin mittarin nopeusprofiiliin. Erityisen haitallinen mittauksarkkuuden kannalta on ennen laskutusmittarin virtausanturia oleva putken laajennus. Mittauksen virhe muuttunee suuresti jo pelkästään korjaamalla nämä epäkohdat.

Toisena selittävänä tekijänä on tarkastusmittauksessa käytetty korjauskerroin. Korjauskerrointa käytetään kompensoimaan häiriölähteen vaikutus. Korjauskertoimen käyttö tässä tapauksessa ei liene myöskään kovin luotettava menetelmä, koska se on laskettu tapaukselle, jossa virhelähteitä on vain yksi ennen virtausanturia, kun tässä niitä on useita sekä ennen virtausanturia että myös sen jälkeen. Lisäksi korjauskerrointa matemaattisesti määriteltäessä häiriölähde on määritelty käyttäen 90°-putkimutkaa, joten muunlaisten häiriölähteiden valinta korjauskertoimen käyttöön tarkastusmittauksissa on kyseenalaista. [14] Mittaustulokseen vaikuttaa myös kohtuuttomasti mittauksen suorittajan valinta toteutuneeksi rauhoitusetaisyysdeksi. Korjauskerroin lisätään suoraan mittaustulokseen plus-laskuna. Jos mittaaja valitsee rauhoitusetaisyysdeksi 20 kertaa mitattavan putken halkaisija (20D), on korjauskerroin noin -1,8 prosenttiyksikkö. Jos rauhoitusetaisyysdeksi valitaan 10D, on korjauskerroin noin -3,5 prosenttiyksikkö ja 5D:llä jo noin -4,5 prosenttiyksikköä. Pienemmillä rauhoitusetaisyysdeksillä korjauskerroin kasvaa suuresti. Tässä mittauksessa korjauskerroin valittiin virtasanturin ohitusputkesta laskettuna, mikä ei kuvaa hyvin todellista tilannetta putkidimension laajennuksen vuoksi.

Kolmantena selittävänä tekijänä on tarkastusmittauksen tilavuusvirran kuvaajasta havaittavissa oleva tilavuusvirran vaihtelu. Kummassakin mittaustapauksessa vaihtelu oli noin $2 \frac{m^3}{h}$. Virtausnopeuden vaihdellessa suuresti virtauksen nopeusprofiili ei välttämättä ehdi kehittyä vakaaksi, mikä kasvattaa yhdessä virtauksen häiriötekijöiden vaikutusten kanssa mittausvirhettä.

Tarkastusmittaus on toteutettu ostomittauspisteessä A1 vuosittain. Vuonna 2012 tarkastusmittaus suoritettiin tammikuussa kahtena mittauksena. Tarkastusmittauksen aikana mitattava vesimäärä oli ensimmäisessä mittauksessa 25 m^3 ja toisessa mittauksessa 50 m^3 . Mittausvirhe oli ensimmäisessä mittauksessa +0,12 % ja toisessa +0,08 %. Virtausnopeus oli tällöin noin 4,23 m/s, joten virtauksen nopeusprofiili on ollut tällöin turbulenttinen. Virtaustaso molemmissa mittauksissa oli noin $210 \frac{m^3}{h}$. Vuonna 2011 suoritettiin kaksi tarkastusmittausta helmikuussa ulkolämpötilassa -25 °C.

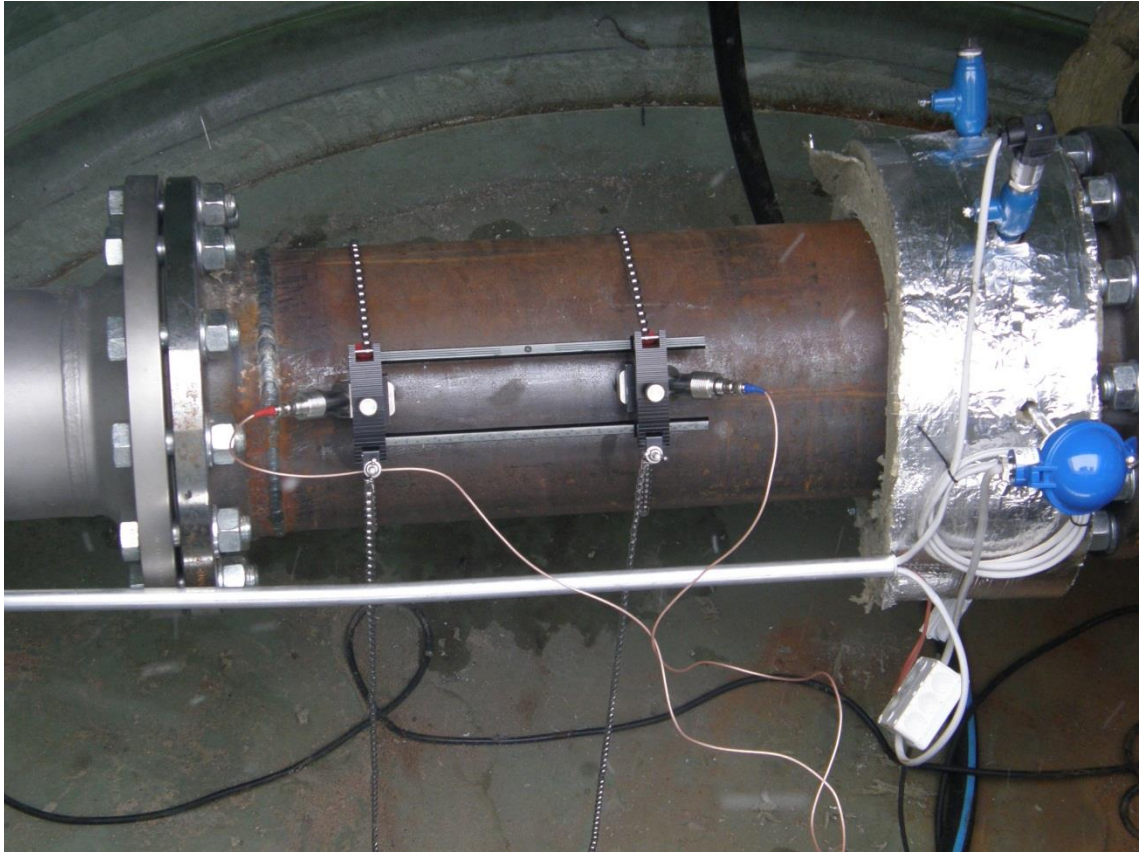
Ensimmäinen mittaus kesti hieman alle 10 minuuttia ja toinen hieman alle 20 minuuttia. Ensimmäisen mittauksen mitattava vesimäärä oli noin 25 m^3 ja toisen noin 50 m^3 . Mittausvirheet olivat $-0,17\%$ ensimmäisessä mittauksessa ja $+0,1\%$ toisessa mittauksessa. Vuonna 2010 suoritettiin kovalla pakkasella tammikuussa yksi tarkastusmittaus 20 m^3 vesimäärällä. Mittausaika oli vain noin 5 minuuttia ja tulokseksi saatiin mittausvirheeksi $-2,3\%$.

Verrattaessa uusimman vuonna 2013 suoritettun tarkastusmittauksen tulosta edellisten vuosien arvoon mittaustulosten suuret eroavaisuudet nousevat esiin. Mittauspaikkaan ei tarkastelujakson aikana ole suoritettu muutostöitä, jotka selittäisivät mittaustulosten eroavaisuudet. Mittaustulosten eroavaisuuksien selittävinä tekijöinä esiin nousevat erot ulkolämpötiloissa, mittausajoissa sekä häiriölähteiden vaikutus. Aiempina vuosina tarkastusmittaukset on suoritettu kylmemmillä ulkolämpötilan arvoilla kuin vuoden 2013 mittaus. Aiempien vuosien mittauksissa virtauksen nopeusprofiilin voidaan sanoa varmasti olevan turbulenttinen, kun uusimman mittauksen yhteydessä siitä ei voi olla täysin varmoja. Lisäksi selittävä tekijä on ostomittauspisteen A1 kautta virtaava vesimäärän huomattava väheneminen johtuen ostomittauspisteen A2 käyttöönotosta tammikuussa 2012. Toisaalta ostomittauspisteen A1 kautta kulkeva tilavuusvirta on riittävän suuri, jotta saadaan luotettava mittaustulos. Aiempina vuosina mittauksiin käytettävä aika on ollut huomattavasti lyhyempi kuin uusimmissa tarkastusmittauksissa käytetty, joka osaltaan voi selittää mittaustulosten vaihtelua.

Mittaustulosten valossa ostomittauspisteen lävitse virtaava pienempi tilavuusvirta kasvattaa mittauspisteiden häiriölähteiden vaikutusta virtauksen nopeusprofiiliin, mikä näkyy kasvaneena mittausvirheenä.

6.3.6 Ostomittauspiste A2:n tarkastusmittaus

Ostomittauspisteeseen A2 asennettiin *kuvan 14* mukaisin mittausjärjestelyin virtausanturin tarkastusmittaus. Tarkastusmittauksia tehtiin kaksi. Ensimmäisen tarkastusmittauksen mitattava vesimäärä oli noin 40 m^3 sekä toisen tarkastusmittauksen vesimäärä noin 50 m^3 . Ensimmäisen mittauksen mittausaika oli noin 15 minuuttia ja toisen mittauksen noin 20 minuuttia. Mittausaika on lyhyt, joten mittaustarkkuutta voisi yksinkertaisesti parantaa kasvattamalla mittausaikaa piikkivirtausten vaikutuksen minimoimiseksi mittaustuloksesta.



Kuva 14. Ostomittauspisteen A2 tarkastusmittaus.

Tarkastusmittauksen sijainti on kaivossa käytettävissä olevista asennuspaikoista paras mahdollinen, koska kaivon tilat ovat rajalliset. Tarkastusmittauksen sijainti välittömästi ultraäänivirtausanturin jälkeen ei ole optimaalisin mahdollinen tilanne, koska ultraäänivirtausanturin virtaustie on hieman kapeampi kuin virtausputki, jolloin juuri ennen clamp-on mittaria on putken laajennus, joka sotkee virtauksen nopeusprofiilia. Toisaalta clamp-on mittauksen asennuspaikka kaivossa on tilan puolesta ainoa mahdollinen. Lisäksi on mahdollista, että noin 5D ennen clamp-on mittausta sijaitseva kaivon ohitushaara aiheuttaa häiriötä mittaukseen, vaikka ohitushaaran venttiilit ovat kiinni, aiheuttaa se virtauksen nopeusprofiiliin pienen häiriön. Lisäksi välittömästi clamp-on mittauksen jälkeen sijaitsevat paineen ja lämpötilan mittaukset sekä moottoriventtiili saattavat aiheuttaa pienen virheen nopeusprofiiliin, vaikka niiden vaikutus on pieni verrattuna muihin häiriötekijöihin.

Mittauksen ajankohtana ulkolämpötila oli noin $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$, joten mitattava tilavuusvirta on kohtuullisen suurta. Energiamittari ja virtausputki ovat pareja sekä uusia, joten niistä ei aiheudu ylimääräistä virhettä mittaustulokseen.

Virtauksen nopeus clamp-on mittarin kohdalla on mitattu olevan mittaushetkellä noin 1 m/s , joten Reynoldsin luvun perusteella voidaan olettaa virtauksen nopeusprofiiliin olevan turbulenttista. Tilavuusvirran taso kahden tarkastusmittauksen aikana oli noin

$195 \frac{m^3}{h}$. Kahden tarkastusmittauksen tuloksena saatiin, että mittausvirhe oli keskimäärin prosentuaalisesti noin -7,1 %, joka on kuutioina noin $-13,7 \frac{m^3}{h}$.

Ensimmäisenä selittävänä tekijänä mittausvirheeseen ovat mittauspaikan häiriölähteet virtauksen nopeusprofiiliin. Mittauspaikka täyttää kuitenkin suhteellisen hyvin mittaustekniset vaatimukset erityisesti laskutusmittauksen ultraäänivirtausanturin osalta. Suurimmat puutteet ovat noin 4,5m ennen anturia sijaitseva T-haara, 1,5m ennen anturia sijaitseva palloventtiili sekä kaivon ohitusputki, jonka venttiilit ovat kuitenkin kiinni. Nämä tekijät vaikuttavat virtauksen nopeusprofiiliin, mutta vaikutus on pieni verrattuna ostomittauspisteiden A1 ja B1 nopeusprofiilin häiriölähteisiin. Suurempi vaikutus tarkastusmittauksen näyttämään on sijainti heti laskutusmittauksen jälkeen. Ostomittauspisteisiin A1 ja B1 verrattaessa tässä mittauspisteessä mittausvirheen selittävinä tekijöinä muilla tekijöillä kuin nopeusprofiilin häiriötekijöillä on dominoiva merkitys.

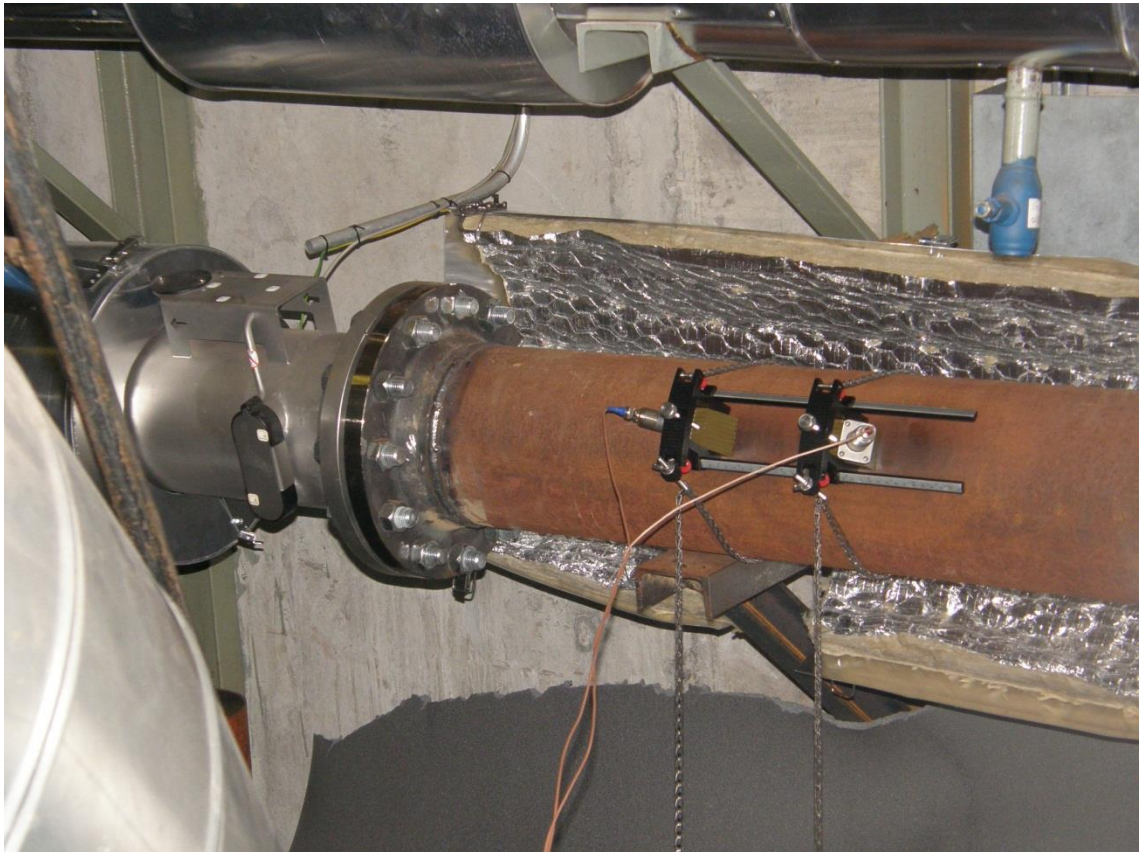
Toisena selittävänä tekijänä on korjauskertoimen valinta. Korjauskerroin on tässä tapauksessa valittu kaivosta, joka sijaitsee noin 1,5m ennen laskutusmittauksen virtausanturia eli noin 5D etäisyydeltä. Valitun korjauskertoimen valinta kyseisen kaivon perusteella on kyseenalaista, koska kaivossa sijaitsee vain auki oleva palloventtiili, jonka vaikutus virtauksen nopeusprofiiliin on vähäinen. Venttiilin vieressä sijaitseva ohitushaara vaikuttaa myös, vaikka sen vaikutus on vähäinen, koska ohituksen venttiili on kiinni. Ohitushaarassa pysähtynyt virtaus aiheuttaa kuitenkin sen ohitse virtaavan vesivirran nopeusprofiiliin pienen virheen. Parhaimmin todellista nopeusprofiilia kuvaisi korjauskertoimen valinta T-haarasta 4,5m päässä virtausanturilta, joka laskisi jo yksistään mittausvirheen -7,1:stä prosentista -4,7 prosenttiin.

Kolmantena selittävänä tekijänä ovat lyhyestä mittausajasta johtuen tilavuusvirtauksen vaihtelut sekä piikkiarvot. Ensimmäisessä tarkastusmittauksessa tilavuusvirran vaihtelut olivat noin $18 \frac{m^3}{h}$, kun toisessa vaihtelu oli vain noin $8 \frac{m^3}{h}$. Tämä hetkellisen virtauksen vaihtelu selittää pitkälti mittautulosten eroavaisuutta kahdessa tarkastusmittauksessa, jotka olivat noin 0,3 prosenttiyksikköä. Mitä pidempi mittausaika on, sitä paremmin huippuarvojen vaihtelut kompensoituisivat ja mittauksen tarkkuus paranisi.

Ostomittauspiste liitettiin verkkoon tammikuussa 2013, joten aiempia tarkastusmittauksia ei ole tehty.

6.3.7 Ostomittauspiste B1:n tarkastusmittaus

Ostomittauspisteeseen B1 asennettiin *kuvan 15* mukaisin mittausjärjestelyin virtausanturin tarkastusmittaus. Tarkastusmittaus toteutettiin kaksi kertaa. Kummassakin tarkastusmittauksessa mitattava vesimäärä oli noin $70 \frac{m^3}{h}$. Kummankin mittauksen mittausaika oli noin 15 minuuttia. Mittausaika oli lyhyt, joten mittaustarkkuutta voidaan kasvattaa lisäämällä mittausajan pituutta, jolloin yksittäisten virtauksen piikkiarvojen vaikutus mittaustulokseen vähenisi.



Kuva 15. Ostomittauspisteen B1 tarkastusmittaus.

Tarkastusmittauksen asennuskohta on mittauspaikassa paras mahdollinen, koska käytännössä muualle mittauksia ei voisi tilassa sijoittaa. Lisäksi aikaisempien vuosien mittaukset on toteutettu samassa paikassa. Mittausteknisesti sekä laskutusmittarin että tarkastusmittarin sijoituspaikka on kuitenkin erittäin ongelmallinen. Noin metri ennen tarkastusmittauksen asennuspaikkaa sijaitsee 90 asteen kulma sekä muut kappaleessa 6.3.3 mainitut virtauksen häiriölähteet. Näin ollen virtauksen nopeusprofiili muuttuu häiriölähteiden vaikutuksesta voimakkaasti, kun toteutunut rauhoitusetäisyys on vain noin 5D. Kun tarkastusmittaukset suoritettiin, ennen mittauksia sijaitseva suuri pumppu ei ollut käynnissä, mutta kun se on käynnissä, on sen vaikutus virtauksen nopeusprofiiliin merkittävä. Häiriölähteiden perusteella voidaan todeta, että sekä tarkastusmittauksen että laskutusmittauksen mittauspisteessä virtauksen nopeusprofiili ei ole täysin kehittynyt.

Tarkastusmittauksen ajankohtana ulkolämpötila oli noin $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, joten mitattava tilavuusvirta on kohtuullisen suurta. Energiamittari ja virtausputki ovat pareja, joten niistä ei aiheudu ylimääräistä virhettä mittaustulokseen.

Virtauksen nopeus clamp-on mittarin kohdalla on mitattu olevan hieman yli 2 m/s , joten Reynoldsin luvun perusteella voidaan sanoa virtauksen olevan täysin turbulenttista. Toisaalta pienen rauhoitusetäisyyden perusteella virtauksessa voi esiintyä normaalista poikkeavia pyörteitä, joten vaikka Reynoldsin luvun perusteella näyttäisi, että nopeusprofiili on turbulenttinen, niin todellisuudessa se ei sitä välttämättä kuitenkaan ole. Tilavuusvirran taso kahden tarkastusmittauksen aikana oli noin $280\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$. Kahden tarkastusmittauksen keskimääräinen prosentuaalinen virhe oli noin $-5,9\%$. Ensimmäisen mittauksen virhe oli noin $-5,2\%$ ja toisen $-6,7\%$, jotka ovat kuutiona $-14,5\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ ja $-19,0\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$.

Ensimmäisenä ja selvästi suurimpana selittävänä tekijänä ovat mittauspaikan häiriölähteiden vaikutus virtauksen nopeusprofiiliin. Lisäksi mittaus on toteutettu menopuolen putkessa, ja jos pumppu esimerkiksi kovilla pakkasilla käynnistyy, sotkee se vielä entisestään virtauksen nopeusprofiilia. Häiriölähteet selittänevät suurilta osin eri vuosien poikkeavat mittaustulokset sekä myös osittain nyt suoritettujen kahden tarkastusmittauksen eriävät tulokset.

Toisena selittävänä tekijänä on korjauskertoimen valinta. Korjauskerroin on laskettu ennen mittausta olevasta 90 asteen putkimutkasta. Etäisyydeksi mittauksesta on arvioitu $7D$, joka tarkoittaa korjauskertoimen arvon valitsemista $-3,8$ prosenttiyksiköksi. Korjauskertoimen osuus mittausten keskimääräisestä mittausrvirheestä on siis selvästi yli 50 prosenttia.

Kolmantena selittävänä tekijänä ovat lyhyestä mittaussajasta johtuen tilavuusvirran hetkelliset vaihtelut sekä piikkiarvot. Ensimmäisen ja toisen mittauksen eroavaisuuksia selittää pääasiassa se, että ensimmäisessä mittauksessa on huomattavasti useampia sekä pidempiaikaisia tilavuusvirran piikkiarvoja. Ensimmäisessä mittauksessa tilavuusvirran vaihtelu oli jopa noin $45\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ ja toisessa mittauksessa puolestaan noin $55\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$. Toisen mittauksen korkea piikkiarvo oli yksittäinen muiden piikkiarvojen ollessa huomattavasti maltillisempia. Ensimmäisessä mittauksessa ne olivat huomattavasti yleisempiä.

Tarkastusmittaus on toteutettu ostomittauspisteessä B1 vuosittain. Vuonna 2012 tarkastusmittaus suoritettiin tammikuussa kahtena mittauksena. Tarkastusmittauksen aikana mitattava vesimäärä oli ensimmäisessä mittauksessa 40 m^3 ja toisessa mittauksessa 60 m^3 . Mittausvirhe oli kummassakin mittauksessa $-1,6\%$. Virtausnopeus oli tällöin noin $3,6\text{ m/s}$, joten virtauksen nopeusprofiili on teoreettisesti ollut

turbulenttinen. Virtaustaso molemmissa mittauksissa oli noin $260 \frac{m^3}{h}$. Vuonna 2011 suoritettiin kaksi tarkastusmittausta helmikuussa ulkolämpötilassa $-25^{\circ}C$. Ensimmäinen mittaus oli alle 10 minuuttia ja toinen alle 20 minuuttia. Ensimmäisen mittauksen mitattava vesimäärä oli noin $50 m^3$ ja toisen noin $60 m^3$. Mittausvirheet olivat $+7,9 \%$ ensimmäisessä mittauksessa ja $+7,2 \%$ toisessa mittauksessa. Vuonna 2010 suoritettiin kovalla pakkasella tammikuussa yksi tarkastusmittaus $100 m^3$ vesimäärällä. Mittausaika oli noin 15 minuuttia ja tulokseksi saatiin mittausvirheeksi $-0,7 \%$.

Verrattaessa uusimman vuonna 2013 suoritettun tarkastusmittauksen tulosta edellisten vuosien arvoon mittaustulosten suuret eroavaisuudet nousevat esiin. Mittauspaikkaan on suoritettu vuoden 2012 kesällä muutostyö clamp-on mittarin asennuskohtaan. Tässä kohdassa sijaitsi noin yhden metrin pituinen supistusosa DN150:een, johon myös tarkastusmittaus oli aiempina vuosina kytketty. Mittari on vaihdettu 1.maaliskuuta 2010. Mittaustulosten eroavaisuuksien selittävinä tekijöinä esiin nousevat erot ulkolämpötiloissa ja mittausajoissa. Aiempina vuosina tarkastusmittaukset on suoritettu kylmemmillä ulkolämpötilan arvoilla kuin vuoden 2013 mittaus. Aiempina vuosina mittauksiin käytettävä aika on ollut noin saman suuruinen tai hivenen lyhyempi. Vuosien 2010 ja 2012 mittaustulosten mittausvirheet ovat samaa kokoluokkaa keskenään ($-0,7 \%$ ja $-1,6 \%$), mutta vuoden 2011 mittaustulos on selkeästi suurempi ja virhe positiivinen johtuen todennäköisesti mittarin vaihdosta maaliskuussa 2010. Toisaalta myös aiemman mittauksen mittari on saman valmistajan saman kokoluokan ultraäänivirtausmittari.

Mittaustulosten perusteella näyttää todennäköiseltä, että kesällä 2011 poistettu supistus ja tarkastusmittarin asennustapa supistusosaan kompensoi häiriölähteiden vaikutusta virtauksen nopeusprofiiliin ja näin ollen itse asiassa vähensi mittausvirhettä. Nyt, kun supistus on poistettu, mittausvirhe kasvoi selvästi. Selittävinä tekijöinä voivat olla myös mittausajankohta sekä mittauspisteen häiriölähteiden vaikutus, jotka saavat aikaan virtauksen nopeusprofiilin muutoksen ja täten mittausvirheiden kasvun. Koska tarkastusmittausten tulokset ovat vaihdelleet vuosittain suuresti, ei voida olla varmoja supistuksen poiston todellisesta vaikutuksesta mittausvirheen suuruuteen, vaikka mittaustulosten mukaisesti supistus kompensoi häiriölähteiden vaikutusta.

6.4 Muut

6.4.1 Liiketoiminnan varastotilat

Verkon A alueella sijaitsee varastotilat, jotka koostuvat sisävarastosta, verkostorakentamisen tauko- ja työtiloista sekä ulkovarastokentästä, jossa säilytetään putkielementejä. Varastotilat on liitetty kaukolämpöverkkoon, mutta kulutustietoja ei lueta vaan varaston kulutus on mukana verkon A verkostohäviössä. Varastotilat on rakennettu pääasiassa pellistä ja ne ovat huonosti eristettyjä. Lämmön kulutus on rakennuksen pinta-alan nähden suurta.

Kaukolämpöenergiamittari luettiin manuaalisesti vuoden 2012 osalta. Vuonna 2012 varaston lämpöenergian kulutus on esitetty *liitteessä 6*. Vuotuinen vesivirta on noin 1000 m^3 , joka tarkoittaa keskimääräistä tuntikohtaista virtaamaa $0,11 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$. Verrattaessa energiamäärää vuoden 2012 verkon A tietoihin, varaston energian kulutus on noin 0,064 % verkkoon ostetusta energiamäärästä. Verrattaessa energiamäärää vuoden 2012 verkostohäviöön, varaston osuus verkon A vuotuisesta verkostohäviöstä on noin 0,42 %. Vuotuinen varaston energiankulutus vaihtelee vuosittain riippuen milloin varaston lämmitys kytketään päälle ja pois. Suuruusluokaltaan vaikutus koko kaukolämpöverkko A:n kulutukseen ei vuosikulutuksen vaihtelut huomioiden kuitenkaan muutu suuresti. Näin ollen voidaan olettaa, että mittarin lukemat pitävät suuruusluokaltaan paikkansa vuotuisesti.

Varastotilojen tontilla sijaitsee lisäksi vanhan pienen varalämpölaitoksen lämmityskontti. Kaukolämpölinja kiertää tämän kontin kautta ja kontissa on kierto. Eristys on pääsääntöisesti kohtuullista, tosin eristys puuttuu kohdissa, joissa on lämpötila- tai painemittauksia. Kontti lämpenee voimakkaasti. Verrattuna varsinaisen varastorakennuksen lämpöenergiaan on kontin osuus pieni.

7 ANALYYSIN TULOKSET

Analyysin lopputulos, pohdinta ja eri kehitystoimenpiteiden tarkastelu.

7.1 Analyysin päätelmä

7.1.1 Ostomittauspisteet

Ostomittauspisteiden tarkastusmittausten yhteydessä todettiin ostomittauspisteissä suuria mittausteknillisiä puutteita. Kaikissa kolmessa ostomittauspisteessä puutteita oli erityisesti rauhoitusetaisyysyksissä. Selvästi suurimmat puutteet löytyivät ostomittauspisteestä A1. Ostomittauspisteessä B1 puutteet olivat rauhoitusetaisyysyksien osalta vähäisemmät. Uusimmassa ostomittauspisteessä A2 puutteet olivat selvästi vähäisimmät. Näihin ostomittauspisteiden ongelmakohtiin on jo työn aikana puututtu ja korjaustoimenpiteitä mietitty yhdessä lämmön toimittajan kanssa.

Ostomittauspisteessä A1 on useita virtaukseen häiriötä aiheuttavia komponentteja, joiden vuoksi virtauksen nopeusprofiili ei ole täysin kehittynyt virtausmittauksen kohdalla. Yhdessä lämmön toimittajan kanssa on jo selvitetty näiden häiriölähteiden poistamisen mahdollisuutta. Yhtenä vaihtoehtona on koko mittauspisteen rakentaminen uusiksi. Nykyisen verkonjaon ansiosta toisesta syöttöpisteestä A2 voitaisiin näin ollen muutostöiden aikana syöttää koko verkkoa A.

Ostomittauspisteen A2 rauhoitusetaisyysdet ovat selvästi paremmat kuin ostomittauspisteessä A1. Vaikka rauhoitusetaisyysdet eivät täysin toteudu, eivät muutostyöt ostomittauspisteeseen ole teknistaloudellisesti järkeviä. Lisäksi ostomittauspisteen tarkastusraportissa oli rauhoitusetaisyys laskettu väärin. Rauhoitusetaisyys oli laskettu kaivon ohituksesta, kun se pitäisi laskea virtausanturista noin 18D päässä sijaitsevasta T-haarasta. Tämä eroavaisuus jo yksistään laskee mittausvirhettä noin yhden prosenttiyksikön.

Ostomittauspiste B1 eroaa ostomittauspisteistä A1 ja A2 siinä, että mittaus suoritetaan menoputkessa. Ennen ostomittaria sijaitsee myös iso menopuolen pumppu. Silloin, kun pumppu on käynnissä, sotkee se vesivirran nopeusprofiilin ostomittauspisteessä. Rauhoitusetaisyysyksien osalta ostomittauspiste ei myöskään täytä kriteereitä

rauhoitusetäisyyden ollessa alta 10D ennen ostomittauspistettä. Kuitenkin ostomittauspiste B1 sijaitsee tilassa, jossa muutostyöt rauhositäisyyksien täyttämiseksi on erittäin hankala toteuttaa tilan ahtauden takia sekä siksi, että tila ei mahdollista kovinkaan suuria suoria putkiosuuksia. Mittauspisteen virtauksen menopuolen putkirakenne selviää *kuvista 12 ja 16*. Yksi vaihtoehto olisi siirtää ostomittarin paikkaa hivenen eteenpäin, mutta jo noin 1,5m päässä nykyisestä ostomittauspisteestä sijaitsee nousukulma, joten mittauspistettä voitaisiin siirtää korkeintaan noin 50cm eteenpäin, jotta mittarin jälkeen vaadittava rauhositäisyys myös toteutuisi. Näin lyhyt mittarin siirto ei olisi vaadittavaan työn ja rahan määrään suhteutettuna kuitenkaan järkevää.

Tarkastusmittausten tulokset kaikkien tarkastettujen ostomittauspisteiden osalta ovat yllättäviä. Ostomittarin A1 mittausvirheen ollessa keskimäärin +4,2 %, ostomittauspisteen A2 -7,1 % ja ostomittauspisteen B1 -5,9 %. Tulokset eroavat suuresti aikaisempina vuosina tarkastetuista mittauspisteiden A1 ja B1 tuloksista. Ostomittauspisteen A2 tarkastus oli ensimmäinen.

Mitään varsinaista yksittäistä selittävää tekijää mittausvirheiden suuruudelle ei ole löytynyt. Mittauspisteestä B1 poistettiin tosin kesällä 2012 juuri virtausmittausta ennen ollut supistus, joka osaltaan saattaa selittää mittausvirheen suuruutta. Kuitenkin, koska mittausvirhe on kaikissa kolmessa mittauspisteessä suuri, on tämä supistuksen vaikutuksen suuruus selittävänä tekijänä pisteen B1 osalta hankalasti määriteltävissä. Tarkastusmittausten tulokset ovat aiempina vuosina lisäksi olleet kolmen prosentin virherajassa, tai lähellä kolmen prosentin rajaa, kummassakin ostomittauspisteessä A1 ja A2. Mittauspisteessä A1 ei lisäksi ole tehty mitään muutostöitä, mutta mittausvirhe on aiempiin vuosiin verrattuna kasvanut suuresti vaikka tarkastusmittaukset on tehty kunakin vuonna suhteellisen isoilla kuormilla kohtuullisilla pakkasilla. Aiempina vuosina tarkastukset on suorittanut eri henkilö kuin tuoreimmassa tarkastuksessa. Huonojen rauhositäisyyksien sekä korjauskertoimien vaikutus tarkastusmittausten lopputulokseen on kuitenkin merkittävä. Vaikka mittauksen suorittajan vaihtumisen ei pitäisi vaikuttaa mittauksitulokseen, herää epäily onko se tuoreimpien suurten mittausvirheiden perusteella vaikuttanut tulokseen.

Tulevissa ostomittauspisteiden tarkistuksissa pitäisi kiinnittää erityistä huomiota mittausaikaan. Tarkastusmittausten vesivirran kuvaajissa esiintyy piikkiarvoja ja virtaustason suurehkoa vaihtelua, joten mittauksarkkuutta helpoiten parantava seikka on mittausajan pidentäminen, jolloin näiden piikkiarvojen vaikutus minimoituisi. Tuoreimpien tarkastusmittausten mittausaika on ollut korkeintaan 20 minuuttia, jolloin hetkittäiset kulutuksen muutokset muuttavat virtauksen nopeusprofiilia ja täten mittauksarkkuus heikkenee. Edeltävinä vuosin tarkastusmittausten mittausaika on ollut jopa alle viisi minuuttia, joka on aivan liian lyhyt, jotta virtauksen nopeusprofiilin hetkittäisten muutosten vaikutukset minimoituisivat.

Aiemmista vuosista suuresti poikkeavien ja epäluotettavien tarkastusmittausten tulosten myötä on yhdessä lämmön toimittajan kanssa aloitettu selvittämään tarkastusmittausten suorittamista eri mittausmenetelmällä esimerkiksi radioisotooppi-menetelmällä. Lisäksi tarkastusmittaukset teetettäisiin tällöin eri toimijalla kuin aiemmin, jolloin saataisiin selville muuttuvatko tulokset eri tarkastusmittausten suorittajien ja menetelmien kesken.

Ostomittauspisteiden mittaustarkkuudella on ratkaiseva merkitys verkostohyötysuhteeseen verkkojen A ja B tapauksessa, kun lämmön toimittaja on eri kuin lämmön myyjä. Ostomittauspisteiden mittaustarkkuuden epäluotettavuuden parantaminen on sekä ostajan että myyjän kannalta erittäin tärkeää. Tuoreimman talven tarkastusmittausten tuloksia ei voida pitää täysin luotettavina. Tuoreimman talven mittaustulosten perusteella ostomittauspisteiden mittausrvirheiden vaikutusten kohdistaminen verkostohyötysuhteeseen on epätarkkaa.

Toisen mittausmenetelmän käyttöä tarkastusmittauksissa tulisi ensin kokeilla yhdessä mittauspisteessä kohtuullisen isolla kuormalla eli pakkaskeleillä. Ideaalisessa tilanteessa mitattava kuorma olisi samankaltainen kuin aiemmassa mittauksessa. Tällöin tulisi mittausaikaa myös pidentää aiempiin mittauksiin verrattuna. Näin saataisiin selville johtuuko mittausrvirhe varsinaisesti mittauspisteestä vai onko suurimpana tekijänä mittauksen suorittajan ja mittaustapojen väliset eroavaisuudet. Kun vaihtoehtoista mittaustapaa on kokeiltu yhdessä ostomittauspisteessä, voidaan se toteuttaa muissakin mittauspisteissä, jos uusi mittausmenetelmä on todettu hyväksi. Kun luotettava mittausmenetelmä on löydetty, olisi mittaus hyvä toistaa aluksi tiheämmin kuin normaalisti kerran vuodessa suoritettava tarkastusmittaus. Tällöin olisi hyvä suorittaa esimerkiksi ensimmäisenä kahtena vuotena tarkastusmittaukset sekä isolla kuormalla talvella että pienellä kuormalla kesällä. Näin saataisiin selville myös muuttuuko virtauksen nopeusprofiili ja täten mittaustarkkuus merkittävästi suurella ja pienellä kuormalla. Oletettavasti huonojen rauhoitusetäisyyksien ja erityisesti ostomittauspisteen A1 alhaisen virtausnopeuden vuoksi mittaustuloksissa voi olla nopeusprofiilin kehittymättömyydestä johtuen merkittäviä eroavaisuuksia. Muissa mittauspisteissä eroavaisuus ei liene niin suuri hitusen parempien rauhoitusetäisyyksien sekä korkeampien virtausnopeuksien vuoksi.

Ratkaisuksi ostomittauspisteiden luotettavuuden parantamiseksi on mietitty toisen mittauksen asentamista nykyisen mittauksen läheisyyteen. Näiden kahden mittauksen mittaustuloksia voitaisiin näin seurata pitkältä ajalta ja verrata tuloksia toisiinsa. Jos mittaustulokset poikkeavat toisistaan, teetetään tarkastusmittaus. Jos tuloksissa on vielä epäselvyyksiä, ryhdytään toimenpiteisiin mittaustarkkuuden parantamiseksi. Toiseksi ostomittauspisteen virtausmittariksi olisi hyvä valita samalla mittausperiaatteella toimiva virtausmittaus eli ultraäänivirtausmittari, koska valittaessa toiseksi mittaustavaksi esimerkiksi magneettinen virtausanturi, saattaa mittaustapojen erilaisuus

jo itsessään luoda mittaustulosten eroavaisuutta. Magneettisten virtausantureiden herkkyys likaantumiselle sekä magneettisten virtausantureiden mittarikohtaisten mittaustulosten vaihtelu eivät tue magneettisen virtausanturin valintaa toiseksi mittaustavaksi.

7.1.2 Myyntimittauspisteet

Asiakkaiden tiloissa sijaitsevia myyntimittauspisteitä tutkittaessa havaittiin suuria puutteita, lähinnä rauhoitusetäisyyksissä. Kun käytiin arvioimassa tarkastusmittauksiin soveltuvia kohteita, kummassakin verkossa jouduttiin noin kymmenen kohdetta hylkäämään, koska rauhoitusetäisyydet eivät toteutuneet. Yhteensä kummastakin verkosta tarkastetuista kohteista vain yhdessä kohteessa rauhoitusetäisyydet toteutuivat hyvin. Valittaessa muita kohteita jouduttiin valitsemaan parhaiten toteutuvat rauhoitusetäisyydet.

Mittaustarkkuuden kannalta ongelmallista tarkastetuissa kohteissa oli alhainen virtausnopeus, jolloin on todennäköistä, että varsinkin pienellä kuormalla mittaustarkkuus heikkenee huomattavasti virtauksen nopeusprofiilin muutoksen myötä. Ongelma on yleinen asiakasmittauslaitteissa, ja koska ongelmaa ei voida poistaa muuten kuin mittausjärjestelyjä muuttamalla, on mittaustarkkuuden heikentyminen pienen kulutuksen kohteissa vain tiedostettava. Tarkastusmittauksia suoritettaessa tulisi näin ollen valita mahdollisimman pitkä mittausaika, jotta nopeusprofiilin muutoksista johtuvat mittausepä-tarkkuudet minimoituisivat. Jos kuitenkin virtauksen nopeus on tasaisesti alhainen, ei mittausajan tuntuva pidentäminen ole mittaustarkkuuden kannalta mielekäästä. Virtauksen nopeusprofiilin muoto oli neljässä kohteessa kahdeksasta epäsäännöllinen, joten pidempi mittausaika mittaustarkkuuden kannalta olisi ollut perusteltua. Yhtenä ratkaisuna tulevissa tarkastusmittauksissa voisi pohtia mahdollisuutta, että asiakkaiden kaukolämpöventtiili avattaisiin mittauksen ajaksi täysin auki, jolloin vesivirta kaukolämpölaitteiston lävitse olisi suuri ja näin ollen kulutuksen hetkellisyydestä aiheutuva virtauksen nopeusprofiilin piikit ja aaltomaisuus poistuisivat. Tämä ei kuitenkaan poistaisi häiriölähteiden vaikutusta virtauksen nopeusprofiiliin, mutta kohteissa, joissa kulutus vaihtelee hetkittäin suuresti, pystyttäisiin tarkastusmittausten mittaustarkkuutta suuresti parantamaan.

Aikaisemmin verkoissa A ja B on ollut ongelmia likaisen kaukolämpöveden kanssa, jolloin magneettisten virtausantureiden mittaustiet olivat likaantuneet ja mittaustarkkuus oli täten huonontunut. Tämä todettiin aiemmin AMR-projektin yhteydessä. Magneettisten virtausantureiden likaantumisesta johtuvan epätarkkuuden vuoksi aiemmin on tehty päätös, että nykyään verkkoihin asennetaan vain ultraäänivirtausmittareita. Magneettisten virtausantureiden määrä verkossa on alle 9 %,

joten magneettisista virtausantureista ei aiheudu enää merkittävää mittausepä tarkkuutta verkon kokonaisuuden kannalta.

Kun yli 20 asiakaskohteessa käytiin tarkastusmittauspisteitä valittaessa paikanpäällä, tarkastettiin samalla putkieristyksen taso. Paikan päällä käydyissä kohteissa eristysten taso oli hyvä ja puutteet vähäisiä. Näin ollen lämpöhäviön kannalta ensiöpuolen putkieristysten puutteellisuudesta aiheutuva lämpöhäviö on vähäinen ainakin tutkituissa kohteissa.

Asiakasmittalaitteiden tarkastusmittausten tulosten yleistäminen tulokseksi koko verkon tasolle ei ole mielekäästä, koska kummastakin verkosta tarkastettiin vain neljä kohdetta, joten otanta on liian suppea. Kuitenkin tuloksina verkon A osalta saatu virtausmittareiden keskimääräinen virhe -1,9 % ja verkon B osalta +4,35 % ovat suuntaa antavia. Huomion arvoista on erityisesti mittauspisteen A14 mittaustulokset, jossa ainoana tarkastelluista kohteista rauhoitusetaisyydet toteutuivat hyvin. Tällöin korjauskertoimen käyttäminen ei ole perusteltua, koska rauhoitusetaisyys oli selvästi yli 30D, mutta silti paikanpäällä todennettu tulos on muuttunut raportissa 2,1 prosenttiyksikköä negatiivisemmaksi.

Tarkastusmittausten mittauskohteissa oli verkon tasolla suurkuluttajista parhaat rauhoitusetaisyydet, joten oletettavasti muissa huonomman rauhoitusetaisyyden omaavissa kohteissa mittausvirheet kasvavat. Toisaalta vaadittavan rauhoitusetaisyyden ennen virtausmittaria pienentyessä putkidimension pientymisen myötä, ongelma ei pienillä asiakkailta välttämättä ole yleisesti niin suuri kuin isoilla asiakkailta.

Puutteellisiin rauhoitusetaisyyksiin on yhtiössä puututtu jo tutkimuksen aikana. Asian tärkeyttä on painotettu sekä mittausteknisen tilan asennusta valvovalle yhtiön henkilöstölle että myös varsinaisen asennustyön tekeväälle urakoitsijalle. Usein lämmönjakohuoneen suunnittelu ja tilavaraus lämmönsiirtimelle ja kaukolämpöputkille on kuitenkin puutteellista, jolloin lämmönsiirtimelle ja kaukolämpölaitteille varattu tila kiinteistön lämmönjakohuoneessa on pieni. Tällöin lämmönjakohuoneen kaukolämpöputket on usein asennettu sinne minne ne helpoiten sopivat, ja suorat osuudet ennen virtausmittaria ovat usein jääneet hyvin pieniksi. Tilannetta voidaan parantaa painottamalla asentavalle urakoitsijalle myös mittausteknistä näkökulmaa suorien osuuksien tärkeydestä ennen virtausmittausta sekä lisäksi puuttamalla asennusten tarkastuksissa epäkohtiin. Vanhojen kiinteistöjen ahtaat lämmönjakohuoneet eivät usein mahdollista kovinkaan suuria rauhoitusetaisyyksiä, mutta mittausteknisen näkökulman huomioiminen asennuksiin edesauttaa välttämään virtausmittarin asentamista heti mittausteknisesti ongelmallisten putkimutkien jälkeen. Täten voidaan parantaa tulevaisuudessa kaukolämpöön liittyvien vanhojen kiinteistöjen mittaustarkkuutta nykyiseen tilanteeseen verrattuna.

Lämmönjakohuoneiden puutteelliset rauhoitusetäisyydet uudiskohteiden osalta lähtevät jo rakennustekniseltä puolelta suunnittelupöydältä. Kiinteistön suunnitteleva arkkitehti ei usein juuri mieti kiinteistön lämmitysratkaisua kovin tarkasti ja täten lämmönjakohuone sijoitetaan usein sinne minne sille muun tilan suunnittelun jälkeen jää paikka. Usein, kun kiinteistön rakennuskustannukset yritetään minimoida, jää lämmönjakohuoneelle liian pieni tila. Kiinteistön suunnittelussa mukana oleva insinööritoimisto ajattelee puolestaan lämmönjakohuonetta usein lähinnä talotekniseltä puolelta, jolloin ensiksi sijoitetaan lämmönjakohuoneeseen ilmastointilaitteet ja muut taloteknisesti merkittävät laitteet. Tällöin lämmönsiirrin yleensä sijoitetaan sitten sinne minne tilaa jää, jolloin rauhoitusetäisyyksille ennen virtausmittaria jää usein vain vähän tilaa. Lämmönjakohuoneen kaukolämpölaitteiden asennukset tekevällä urakoitsijalla usein tärkeintä on mahdollisimman nopea ja helppo asennus, jolloin rauhoitusetäisyydet saattavat jäädä puutteellisiksi, vaikka tietoa niiden merkittävydestä olisikin. Täten, jotta uudiskohteiden virtausmittausten mittaustarkeutta voitaisiin selvästi parantaa, tulisi yhteistyötä kehittää urakoitsijan, insinööritoimiston, arkkitehdin ja kaukolämpöyhtiön välillä.

7.1.3 Kaukolämpöverkosto

Kaivojen ja putkien laskennallisen lämpöhäviömallin mukaisesti verkostohäviö oli vuonna 2012 verkossa A 12,4 % ja verkossa B 13,4 %. Verrattaessa näitä kuitenkin toteutuneisiin verkostohäviöihin vuonna 2012, jotka olivat verkossa A 15,9 % ja verkossa B 10,9 %, huomataan tuloksissa selvä eroavaisuus. Verkon A laskennallinen verkostohäviö on tulosten mukaisesti 3,5 prosenttiyksikköä pienempi kuin todennettu verkostohäviö. Verkossa B laskennallinen verkostohäviö on puolestaan 2,5 prosenttiyksikkö suurempi kuin todennettu verkostohäviö. Eroavaisuus laskennallisen ja todennetun verkostohyötysuhteen välillä selittyy osittain laskentaan tehdyillä oletuksilla esimerkiksi lämpötilatasoista ja eristeen lämmönjohtavuudesta. Muina vaikuttavina tekijöinä ovat muun muassa varalämpölaitokset, kiertolenkit, osto- ja myyntimittauspisteiden mittausvirheet sekä talohaarojen lämpöhäviöt. Verkostohyötysuhde verkossa B oli vuonna 2012 selvästi parempi kuin muina vuosina neljän vuoden tarkastelujaksossa, lukuun ottamatta vuotta 2010, jolloin verkostohyötysuhde oli vain hivenen heikompi kuin vuonna 2012. Lämpötilatasoina käytettiin lämmöntoimittajan voimalaitosten keskimääräisiä meno- ja paluuveden arvoja vuodelta 2012, joiden tasoa hieman laskettiin johtuen verkkojen A ja B sijainnista voimalaitoksiin nähden. Jo muutaman celsiusasteen eroavaisuus arvioitujen lämpötilatasojen ja verkoissa vallitsevien todellisten lämpötilatasojen välillä vaikuttaa suuresti verkostohyötysuhteeseen. Kaukovalvontapisteiden asentamisen myötä voidaan verkostohyötysuhteen laskennassa käyttää kaukovalvontapisteiden lämpötilatietoja, jolloin verkkojen lämpötilatasot saadaan laskettua tarkasti, mutta tähän tutkimukseen näistä tiedoista ei ole vielä hyötyä, koska tietoja ei ole saatavilla kuin vain helmikuusta 2013 eteenpäin. Eristeen lämmönjohtavuus saattaa olla lisäksi hieman suurempi, koska

verkossa on merkittävästi myös vanhaa putkistoa. Todellinen keskimääräinen lämmönjohtavuuden arvo saattaa poiketa arvioidusta useita prosenttiyksiköitä. Lämmönjohtavuuden todellista keskimääräistä arvoa on mahdotonta muodostaa, joten tässä työssä käytetty lämmönjohtavuuden arvo on paras arvio perustuen verkon putkiston ikään ja keskimääräisen kuntoon. Myös peittosyvyyden vaihtelulla on merkitystä. Maaventtiilikaivojen ja betonielementtikaivojen vaikutus verkostohyötysuhteeseen oli odotetusti pieni.

Yhdistämällä verkosto-osien vaikuttavat tekijät sekä osto- ja myyntimittauspisteiden vaikuttavat tekijät verkostohäviöön saadaan verkostohäviöksi verkon A osalta 12,8 % ja verkon B osalta 14,0 %. Tulosten mukaisesti verkon A lämpöhäviö on 3,1 prosenttiyksikköä pienempi kuin verkon A todennettu verkostohäviö vuodelta 2012. Verkossa B laskennallinen verkostohäviö on puolestaan 3,1 prosenttiyksikköä suurempi kuin verkon B todennettu verkostohäviö vuodelta 2012. Verkon A osalta lämpöhäviöiden laskentamallin alhaisempi tulos verkon A todennettuun verkostohäviöön verrattuna selittyy osittain huippulämpölaitosten vaikutuksella sekä osatekijöillä, kuten liiketoiminnan varastotiloilla, kiertolenkeillä ja talohaarojen lämpöhäviöillä, joita laskentamallissa ei voida ottaa huomioon. Muina selittävinä tekijöinä laskentamallin tuloksen eroavaisuudessa kummankin verkon osalta ovat ostmittauspisteiden ja myyntimittauspisteiden energianmittaukset. Erityisesti ostmittauspisteiden mittaustulosten mahdollinen epäluotettavuus vaikuttaa suuresti verkostohyötysuhteeseen. Laskentamallin perusteella verkon putkiston vaikutus verkostohyötysuhteeseen on odotetusti merkittävin muihin vaikuttaviin tekijöihin verrattuna. Verkkojen laskennallinen yhdistetty verkostohäviö on osto- ja myyntimittauspisteiden mittaustulosten epäselvyyksien myötä vain suuntaa antava. Tarkastettujen myyntimittauspisteiden mittausvirheen yleistäminen mittausvirheeksi koko verkon tasolle ei ole tarkka, koska tarkastettujen pisteiden otanta on pieni verrattuna tulokseen koko verkon tasolla.

Verkoston B ajon kannalta verkossa on riittävästi kaukovalvontapisteitä. Verkon pisimmässä hännässä on yksi piste ja lämmön toimittajalla on yksi mittauspiste verkon keskiosissa. Verkon latvaosissa sijaitsevassa mittauspisteessä ei ole havaittu ongelmia painetasoissa tai lämpötiloissa.

Verkossa A on puolestaan lämmön myyjällä yksi kaukovalvontapiste verkon latvaosassa, kun verkkoa ajetaan vain yhdestä lämmön toimituspisteestä. Nykyisen verkon jaon myötä kaukovalvontapisteitä on syytä lisätä. Lämmön toimittajalla on lisäksi yksi kaukovalvontapiste lämmön myyjän kaukovalvontapisteen läheisyydessä, jonka tietojen perusteella ajettiin aiemmin koko verkkoa A. Tällä hetkellä, tämän valvontapisteen tietojen mukaisesti ajetaan ostmittauspisteen A2 perässä olevaa verkon osaa. Lämmön toimittajan olisi hyvä asentaa vastaavankaltainen piste myös verkon osan A1 latvaosaan, jotta varmistuttaisiin, että verkkoa ajetaan optimaalisesti. Lämmön

myyjän olisi myös suositeltavaa asentaa kaukovalvontapiste verkon A1 latvaosaan, koska tällä hetkellä ei ole saatavilla tietoja latvaosien paine-eroista ja lämpötiloista muuten kuin käymällä paikanpäällä asiakkaiden lämmönjakohuoneissa. Verkon osan A2 perään olisi hyvä asentaa kaukovalvontapiste ongelmallisen uuden omakotitaloalueen latvaosaan, jolloin voidaan tarkemmin tarkastella toteutuuko alueella veden riittävä virtaus. Lisäksi verkon osan A2 toiseen latvaosaan olisi hyvä asentaa vielä yksi kaukovalvontapiste.

Verkkojen A ja B latvaosien kulutuspisteiden yhteydessä olevien kaukovalvontapisteiden ja näiden kulutusmittausten tulosten yhtenäistämiseksi voisi selvittää mahdollisuutta lämpötilan mittaamiseen samoista lämpötila-antureista. Tällöin antureista mahdollisesti aiheutuvat eroavaisuudet poistuisivat. Toisaalta tästä toimenpiteestä saatava hyöty on minimaalinen, koska kaukovalvontapistettä käytetään vain verkon toiminnan tarkkailuun, jolloin tutkimuksessa havaitulla muutaman prosenttiyksikön eroavaisuudella ei kokonaisuuden kannalta ole merkitystä. Lämpötila-antureiden näyttämän eroavaisuutta on vaikea selittää, koska anturit sijaitsevat samassa lämmönjakohuoneessa lähekkäin. Koko verkon tasolla tämä mittaustarkkuuden eroavaisuus herättää kysymyksen onko lämpötila-antureiden mittaustarkkuuden välillä yleisestikin ottaen usean prosenttiyksikön ero. Todennäköisin selittävä tekijä on mittaustulosten erilainen mittausten menetelmä. Asiakasmittauksissa tuntikohtainen mittaustieto jaetaan viiteen 12 minuutin jaksoon, joista valitaan se jakso, jossa on suurin vesivirran arvo. Tästä jaksosta lasketaan keskiarvo. Täten, jos kaukovalvonnan mittaustiedoista otetaan keskiarvo koko 60 minuutin jaksolta, on mittaustietojen eroavaisuus selitettävissä tällä eri mittausjaksojen pituuksien eroilla. Toinen selittävä tekijä voi olla lämpötila-antureiden erilainen asennustapa putkeen, jolloin toinen anturi on syvemmällä virtausputkessa kuin toinen.

Verkostohyötysuhteen näkökulmasta optimaalisen verkon jaon löytäminen verkon A tilanteeseen on tärkeää. Verkstohyötysuhteen näkökulmasta verkon jakopisteen tulisi sijaita runkolinjassa pisteessä, jonka läheisyydessä olisi mahdollisimman paljon kulutusta. Tällöin kaukolämpöveden nopeus jakopisteen läheisyydessä ei hidastuisi liiaksi ja kaukolämpövesi jäähtyisi putkessa. Vaikka jakopisteessä on kummallakin puolella kiertolenkit, eivät pienet kiertolenkit riitä ylläpitämään suuren runkolinjan kiertoa. Tällöin olisi syytä harkita paluuveden termostaattia ylläpitämään riittävä kiertoa linjassa. Toisaalta paluuveden termostaatti nostaa verkossa turhaan kiertävän vesivirran määrää kasvattamalla vesivirran nopeutta verkon jakopisteeseen. Optimaalisin piste verkon jakopisteeksi verkstohyötysuhteen näkökulmasta on T-haara, jos juuri haaraa ennen sijaitsee kaivo siinä suunnassa, jossa tulevan putken kulma kahteen muuhun putkeen on 90 astetta. Tällöin haaran sen osan perässä, jossa haaraan tulevan ja lähtevän putken kulma on 180 astetta, tulisi olla mahdollisimman paljon lämmönkulutusta. Sen haaran osan, josta kaivosta jako tehdään, kaivon läheisyydessä tulisi olla mahdollisimman paljon lämmönkulutusta. Tällöin kaukolämpöveden virtausnopeus ei

jakopisteen kummallakaan puolella laskisi liikaa. Verkon A tilanteessa aivan optimaalista verkon jakopistettä ei ole kuitenkaan löydettävissä. Verkostohyötysuhteen näkökulmasta huonoin piste verkon jakopisteelle on piste, jota ennen on pitkiä linjoja joiden varrella on vähän tai ei ollenkaan kulutusta. Tällöin kaukolämpöveden vesivirran nopeus laskee suuresti näissä osissa ennen jakopistettä ja täten lämpöhäviöt kasvavat.

Tämän tutkimuksen kannalta ongelmallisia tekijöitä ovat kiertolenkit. Niitä on asennettu aikoinaan verkkoa rakennettaessa useisiin kohtiin, mutta lenkkien sijaintia ei ole dokumentoitu eikä sitä, onko kiertolenkit toteutettu yleisimmin käytetyllä 8mm sisähalkaisijan kuparisella kiertolenkillä vai suuremman dimension omaavalla kiertolenkillä. Nämä kiertolenkit ovat nyt maan alla, joten niiden olemassaoloa ei voida kaikissa kohteissa varmaksi todeta. Työssä on oletettu pitkien, että yli 4 metristen linjojen päiden varauksissa sijaitsee kuparinen sisähalkaisijaltaan 8mm kiertolenkki. Osa kiertolenkkien sijainneista on tiedossa ja viimeisimpien vuosien ajalta kiertolenkkien sijainnit on hyvin dokumentoitu. Talvella 2012 verkosta B poistettiin DN20 kokoluokan kiertolenkki, jonka virtausta ei ollut lisäksi rajoitettu. Tämän yksittäisen kiertolenkin vaikutus verkostohyötysuhteeseen oli jo merkittävä kiertolenkin läpi kiertävän vesimäärän ollessa hieman alle $0,2 \frac{m^3}{h}$. Tämä vastaa normaalia omakotitalon tilausvesivirtaa. Kiertolenkkien, jotka ovat pieniä 8mm halkaisijan omaavia kiertolenkkejä ja joiden läpi kiertävää vesimäärää on rajoitettu, vaikutus verkostohyötysuhteeseen on tutkimuksen mukaan vähäinen. Toisaalta, jos verkossa on suuria kiertolenkkejä, joiden kiertoa ei ole rajoitettu, jo muutaman yksittäisenkin kiertolenkin vaikutus voi kasvaa verkon tasolla jo kohtalaisen merkittäväksi.

Verkostohyötysuhteen näkökulmasta ongelmallisia kohteita ovat myös verkossa A sijaitsevat kaksi varalämpölaitosta. Kesällä 2012 poistetun varalämpölaitoksen vaikutus verkostohyötysuhteen oli maksimissaan noin samaa luokkaa verkstorakentamisen varastotilojen kulutuksen kanssa eli noin 0,1 % verkon lämpöenergiasta. Merkittävä osa vaikutuksesta verkostohyötysuhteeseen oli varalämpölaitoksen turhaan läpi kiertäneen kaukolämpöveden vaikutusta ja selvästi pienempi osa varsinaisen omakäyttölämmön vaikutusta. Varalämpölaitoksen A22 vaikutus verkkoon A on samaa kokoluokkaa poistetun laitoksen A23 kanssa laitoksen läpi virtaavan vesivirran osalta. Omakäyttölämpö vähennetään lämmön toimittajan laskusta, joten se ei vaikuta verkostohyötysuhteeseen, kuten ei myöskään laitoksella A21. Varalämpölaitoksella A23 omakäyttölämpöä ei vähennetty. Varalämpölaitoksen A21 vaikutus on selvästi merkittävämpi kuin laitosten A22 ja A23 yhteisvaikutus verkostohyötysuhteen. Merkittäväksi laitoksen A23 vaikutuksen tekee kuukaudessa keskimäärin laitoksen lävitse virtava vesivirta, joka on noin 1500 kuutiota. Laskennallisesti vesivirta jäähtyy vain hieman yli kaksi celsiusastetta varalämpölaitoksen kautta virratessa. Varalämpölaitoksessa A21 lämmönsiirtopinnat ovat selvästi suurempia kuin muissa tutkituissa varalämpölaitoksissa, koska laitoksessa on kolme suurta kattilaa, joiden

kautta kaukolämpövesi kiertää. Myös savupiippu on selvästi korkeampi kuin muissa laitoksissa, jolloin piipun kautta kulkeutuva jäähdyttävä konvektiovirtaus on merkittävämpi tekijä. Lisäksi vaikuttavina tekijöinä ovat myös kattilatyypit ja ilmakierron suuruus. Varalämpölaitosten vaikutuksen kohdistaminen verkostohyötysuhteeseen on haasteellista, joten tutkimuksessa on ilmoitettu maksimaalinen vaikutus, kun varalämpölaitosten kautta kulkeva lämpöenergia on oletettu kokonaan häviöenergiaksi. Varalämpölaitoksen A21 tapauksessa laitoksen lävitse virtaavaa kaukolämpövettä ei suuren kuukausittaisen virtauksen perusteella ole rajoitettu tarpeeksi, joten yksinkertainen verkostohyötysuhdetta parantava toimenpide on tämän rajoituksen suurentaminen virtausta kuristamalla.

Kaukolämpöveden virtauksen hallintaan ja lämpöhäviöiden minimointiin yksi hyödyllinen toimenpide voisi olla paluueden termostaatti. Erityisesti vara- ja huippulämpökeskuksilla sen asentaminen olisi perusteltua laitosten lävitse kiertävän turhan suuren vesivirran hallitsemiseksi ja näin ollen verkostohäviön minimoimiseksi. Myös liiketoiminnan varastotilojen tontilla sijaitseva vanhan varalämpölaitoksen konttiin voisi olla perusteltua asentaa paluueden termostaatti lämpöhäviöiden minimoimiseksi. Tapauskohtaisesti paluueden termostaatin asentaminen kiertolenkkien sijaan esimerkiksi tulevaisuudessa poistettaville vara- ja huippulämpölaitoksilla, joihin jää kuitenkin kaukolämpöveden kierto, on perusteltua lämpöhäviöiden minimoimiseksi.

Verrattaessa menoveden lämpötilaa suurilla kuluttajilla sekä ostomittauspisteissä siltä ajalta, kun niiden lämpötilatietoja on saatavilla, ovat tulokset samankaltaisia. Kumpaankin verkkoon ajetaan ainakin lämpötilavälillä $-10...+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ selvästi kuumempaa kaukolämpövettä kuin lämmön toimittajan ajokäyrän maksimiarvojen perusteella pitäisi ajaa. Tämä korkeampi menoveden lämpötila nostaa verkostohäviöitä. Lämmön toimittajan kanssa olisi syytä keskustella ajokäyrää korkeamman menoveden verkkoon syöttämisen syistä. Toisaalta kummassakin verkossa, mutta erityisesti huonomman verkostohyötysuhteen omaavassa verkossa A, on ongelmia talohaaroissa taata asiakkaille ajokäyrän mukaisia menoveden lämpötiloja. Alentamalla verkkoon syötettävän menoveden lämpötilaa alennetaan verkostohäviöitä, mutta ongelmat asiakaslaitteilla saattavat kasvaa. Lämmön toimittajan verkko on lisäksi pitkä ja laaja verrattuna verkkoihin A ja B, joiden yhteinen tehon osuus koko lämmön toimittajan verkosta on vain noin 10 %. Korkeampi menoveden lämpötila voi johtua siitä, että verkkoon ajetaan tarkoituksella ajokäyrää kuumempaa vettä, jotta myös verkon latvaosien asiakkaille voidaan taata riittävän kuumaa kaukolämpövettä. Verkostohyötysuhteen näkökulmasta voisi olla järkevää selvittää yhdessä lämmön toimittajan kanssa lämmön hinnan kytkemistä ulkolämpötilaan, ajokäyrään ja painetasoihin, jolloin lämmön toimituksen vaihtelut pystyttäisiin paremmin kompensoimaan verkostohyötysuhteen ja asiakkaiden optimaalisimman kulloisenkin menoveden lämpötilan kannalta.

Uusien omakotitalojen ja pienten omakotitaloalueiden verkkoon liittämisen mielekkyyttä olisi hyvä pohtia tulevaisuudessa entistä tarkemmin. Erityisesti uusien matalaenergiatalojen vuosikulutus on hyvin pieni, mutta asiakkaina omakotitaloasukkaat ovat usein vaativimpia. Omakotitaloasukkaat usein soittavat heti, kun on ongelma, joka saattaa liittyä lämmitykseen. Usein ongelma ei ole edes lämmön toimituksessa vaan asiakkaan omissa lämmönsiirtolaitteissa tai jossain aivan muualla, josta lämmön toimittajaa kuitenkin syytetään. Omakotiasukkailla on täten usein yrityksen henkilöstöä kuormittava ja työtaakkaa lisäävä vaikutus suhteutettuna myytyyn lämpöenergiaan. Lisäksi verkostohyötysuhteen kannalta uudet omakotitaloalueet ovat haasteellisia, koska putkipituus on usein pitkä siirrettyyn lämpöenergiaan nähden, jolloin kaukolämpöveden nopeus putkistossa on alhainen. Tällöin kaukolämpövesi jäähtyy erityisesti talohaaroissa ennen kiinteistöä. Tämä veden jäähtyminen putkistossa näkyy kasvavana verkostohäviönä sekä myös ongelmina asiakaslaitteissa, jos menoveden lämpötila tippuu talohaaroissa ja aluejohdoissa suuresti. Tällöin asiakkaan lämmönsiirtimellä voi olla vaikeuksia tyydyttää tehon tarvetta. Lämpöenergian tarve näissä uusissa omakotitaloissa on matala, jolloin matalammallakin menoveden lämpötilalla tehon tarve saadaan tyydytettyä. Uusia omakotitaloja liittäessä verkkoon tulisi kiinnittää entisestään huomiota talohaarojen pituuden minimointiin ja miettimään tapauskohtaisesti onko sekä taloudellisesti että verkon ongelmattoman ajon kannalta järkevää liittää verkkoon alhaisen tehotiheyden omaavia kiinteistöjä. Erityisesti verkon A ja B kaltaisissa verkoissa, joissa lämmön myyjä ja tuottaja on eri, on tärkeää arvioida onko verkkoon liitettävien uusien omakotitalojen tehotiheys tapauskohtaisesti taloudellisesti järkevällä tasolla kaukolämpöverkkoon liitettäväksi. Verkoissa, joissa lämmön tuottaja ja myyjä on sama, on tilanne hieman erilainen, koska usein tuotantolaitoksen ajokuorma halutaan maksimoida mahdollisimman taloudellisen tuotannon ja jakelun vuoksi. Tällöin uusien omakotitalojen liittämisen kasvattama verkostohäviö osittain kompensoituu kasvavana kuormana tuotantolaitoksella, jolloin laitosta pystyttäisiin ajamaan optimaalisemmin.

Verkostohyötysuhteen näkökulmasta verkstorakentamisen varastotilat olisi hyvä erottaa verkostohäviöstä asentamalla lämpöenergian mittaus varastotiloihin. Näin voitaisiin varaston omakäyttölämpö erottaa verkostohyötysuhteesta ja verkostohyötysuhde nousisi noin 0,1 % prosenttiyksikköä. Käytännön tasolla tällä toimenpiteellä ei ole rahallista hyötyä, mutta kustannusten kohdistamiseen toimenpide tuo selkeyttä.

Asiakkaiden keskimääräinen jäähtyvyys on heikkoa erityisesti kesällä. Kesällä jäähtyvyys heikkenee yleisesti kaukolämpöverkoissa, mutta kyseisissä verkoissa jäähtyvyys on keskimäärin alle 20 astetta kesäaikaan kummassakin verkossa. Kovilla pakkasilla keskimääräinen jäähtyvyys on kohtalainen ollen kummassakin verkossa noin 55 astetta. Verkon A jäähtyvyys on keskimäärin noin kaksi astetta heikompi kuin verkossa B. Eroavaisuus selittyy pääasiassa verkon A talohaarojen suuremmalla

lämpöhäviöllä sekä myös syöttölämpötilojen eroavaisuuksilla ja verkstorakenteella. Sekä jäähtyvyyden että verkstohäviöiden kannalta tulevaisuudessa tulee kiinnittää entistä enemmän huomiota verkkojen menoveden lämpötilaan, jotta kesäajan suuria lämpöhäviöitä pystyttäisiin minimoimaan. Lisäksi keinoja lisätä asiakkaiden halua vaihtaa huonot kaukolämpölaitteensa toimivimmiksi tulee lisätä esimerkiksi hinnoittelun avulla. Erityisesti verkon epäedullisimmissa osissa sijaitsevien asiakkaiden huonosti toimivien lämmönsiirtimien vaikutus verkon toimintaan on merkittävä.

7.2 Kehitysehdotukset

Alla on listattu osiossa 7.1 käsiteltyjen tietojen perusteella kehitysehdotukset teknistaloudellisessa mielessä tärkeysjärjestykseen.

1. Varalämpölaitoksen A21 kaukolämpöveden kierron pienentäminen
2. Varalämpölaitoksen A21 verkosta poistaminen
3. Luotettavan mittauksen todennusmenetelmän löytäminen ostomittauspisteisiin
4. Lämmön toimittajan kontaktointi korkean verkkojen menoveden lämpötilan vuoksi. Lämpöenergian hinnan mahdollinen sitominen mm. ajokäyrään
5. Ostomittauspisteiden korjaustoimenpiteet
6. Optimaalisen verkonjaon löytäminen verkkoon A verkstohyötysuhteen näkökulmasta
7. Paluueden termostaattien asentaminen verkon ongelmallisiin. Tulevaisuudessa käyttöä tulisi lisätä esimerkiksi varalämpölaitoksilla.
8. Asiakasmittalaitteiden rauhoitusetäisyyksien parantaminen tulevilla asennuksissa
9. Liiketoiminnan varastotilojen lämmön kulutuksen erottaminen verkstohyötysuhteesta
10. Ostomittauspisteiden tehostettu tarkistaminen luotettavan mittausmenetelmän löytymisen jälkeen
11. Uusien omakotitalojen ja omakotitaloalueiden verkkoon liittämisen hyötyjen ja haittojen tiedostaminen
12. Turhien kiertolenkkien poistaminen
13. Kaukovalvontapisteet verkon latvaosiin

Yksinkertaisin toimenpide verkstohyötysuhteen parantamiseksi on varalämpölaitoksen A21 suuren kaukolämpöveden kierron pienentäminen, joko laitoksen virtausta kuristamalla tai paluueden termostaatin asentamisella. Verkon A toisen syöttöpisteen

asentaminen antaa mahdollisuuden vanhan ja huonokuntoisen laitoksen poistamiseen verkosta lämmön toimitusvarmuutta vaarantamatta. Asiasta on syytä keskustella lämmön toimittajan kanssa, joka laitoksen myös omistaa. Varalämpölaitoksen A22 vaikutus verkostohyötysuhteeseen on vähäinen, laskennallisesti maksimissaan noin 0,1 %, joten tämän laitoksen poistaminen verkosta ei ole mielekästä. Kaukolämpöveden kierto varalämpölaitoksen A22 kautta on myös vähäistä. Kummankin varalämpölaitoksen omakäyttölämpö vähennetään lämmön toimittajan lämpölaskusta. Varalämpölaitoksen A21 vaikutus verkostohyötysuhteeseen on suuren vesivirran vaikutuksen myötä maksimissaan noin 1,5 %.

Osto- ja myyntimittauspisteiden mittausten mittaustarkkuus ja mittausten luotettavuus on merkittävä osa verkostohyötysuhdetta. Tuoreimpien tarkastusmittausten epäselvien ja mahdollisesti epäluotettavien tulosten myötä on tärkeää löytää luottavat tarkastusmittausmenetelmät, jotta voidaan luotettavasti todentaa osto- ja myyntimittauspisteiden todellinen vaikutus verkostohyötysuhteeseen.

Tutkimuksen mukaan verkkoihin syötetään kuumempaa vettä, kuin niihin ajokäyrän mukaisesti tulisi syöttää. Lämmön toimittajan kanssa olisi syytä keskustella syistä korkeaan menoveden lämpötilaan. Jos menoveden lämpötilaa lasketaan, tulee kuitenkin huomioida menoveden lämpötilan aleneminen talo- ja aluehaaroissa. Menoveden lämpötilan alentaminen verkoissa voi täten parantaa verkostohyötysuhdetta, mutta aiheuttaa ongelmia erityisesti pitkien talohaarojen päissä sijaitsevista kiinteistöistä. Korkea menoveden lämpötila on nykyisellään merkittävä tekijä, joka laskee kummankin verkon verkostohyötysuhdetta.

Lämpöhäviöiden minimoimisen kannalta optimaalisen verkon jaon löytäminen verkon A osalta on tärkeää. Lähellä jakopistettä tulisi olla paljon kulutusta. Jakopisteen lähellä tulisi myös olla mahdollisimman lyhyet pää- tai yhdyslinjat.

Kappaleissa 6.3, 7.1.1 ja 7.1.2 esitetyt ostomittauspisteiden korjaustoimenpiteet ovat verkostohyötysuhteen kannalta olennaisia. Ostomittauspisteiden häiriölähteiden poistaminen on olennaista luotettavien mittaustulosten saamiseksi. Häiriölähteet selittävät osittain myös epäselviä tarkastusmittausten tuloksia. Suurimmat ongelmat on ostomittauspisteessä A1, joten sen kuntoon laittaminen on tärkeää, vaikka nykyisen verkon jaon myötä ostomittauspisteen A1 merkittävyys on vähentynyt. Ostomittauspisteen B1 korjaustoimenpiteet on hankalampi toteuttaa tilan ahtauden vuoksi. Ostomittauspisteessä A2 ongelmat häiriölähteissä on pienimpiä ja korjaavien toimenpiteiden tarve vähäisin.

Paluuveden termostaatin asentaminen kohteisiin, joissa kaukolämpöveden virtausta on tärkeä hallita, on verkostohyötysuhteen näkökulmasta perusteltua. Merkittäviä kohteita ovat varalämpölaitokset tai jo verkosta poistetut vara- ja huippulaitokset, jonne putket ja

kierto on jätetty paikalleen, mutta laitos itsessään on jo poistettu tai se ei ole enää käytössä. Muita potentiaalisia käyttökohteita voi olla esimerkiksi ongelmallisten uusien omakotitaloalueiden latvaosat, joissa on ongelmia veden virtausnopeuden kanssa.

Asiakasmittausten rauhoitusetäisyyksien parantaminen on tärkeää mittausvirheen minimoimiseksi. Nopeaa keinoa rauhoitusetäisyyksien parantamiseen ei ole, mutta tulevaisuudessa mittauspisteiden suunnitteluun tulee kiinnittää entistä enemmän huomiota. Asennusten tarkastuksissa ja valvonnassa tulee kiinnittää huomiota riittäviin rauhoitusetäisyyksiin.

Liiketoiminnan varastotilojen lämmön kulutuksen erottaminen pois verkostohyötysuhteesta on kustannusten jaon kannalta suositeltavaa, vaikka rahallista hyötyä toimenpiteestä ei saada.

Kun ostomittauspisteiden tarkastamiseen on löydetty luotettava tarkastusmenetelmä, olisi aluksi syytä tarkastaa ostomittauspisteet hivenen tiheämmin kuin normaalisti esimerkiksi kaksi kertaa vuodessa sekä pienellä että isolla kuormalla. Näin saataisiin selville miten kyseisten ostomittauspisteiden mittaustarkkuus muuttuu ajokuorman mukaan.

Uusien omakotitalojen ja omakotitaloalueiden verkkoon liittämisen hyötyjä ja haittoja tulee pohtia jatkossa entistä tarkemmin. Uusien omakotitalojen kulutus on pieni, joten lämmön myynnin tulot ovat pienet, mutta kiinteistön verkkoon liittämisen kulut usein suuret verrattuna kiinteistöön myydyistä lämpöenergiasta saataviin tuloihin. Näiden omakotitalojen talohaarojen lämpöhäviöt ovat myös merkittäviä.

Yhden yksittäisen 8mm kiertolenkin vaikutus verkostohyötysuhteeseen on pieni, mutta jos näitä lenkkejä on paljon, niin vaikutus voi kasvaa merkittäväksi. Merkittäviä ovat 8mm suuremmat kiertolenkit varsinkin, jos niitä ei ole kuristettu. Turhat kiertolenkit tulisi paikallistaa ja verkon huoltotoiminnan ohessa poistaa.

Verkon optimaalisen ajon ja verkon toiminnan valvonnan kannalta on suositeltavaa asentaa kaukovalvontapisteitä ainakin verkon A jaon jälkeen verkon latvaosiin. Näiden valvontapisteiden myötä saadaan tietoa toimiiko verkko oikein vai onko esimerkiksi lämpötilatasoissa ongelmia, mitkä nostavat verkostohäviötä.

8 YHTEENVETO

Työn lopputuloksen kannalta verkostohäviön kohdistaminen osto- ja myyntimittauspisteisiin on epäluotettavinta. Näiden mittauspisteiden mittausjärjestelyt ovat jo itsessään tarkastetuissa kohteissa pääsääntöisesti epäluotettavia. Lisäksi tarkastusmittausten luotettavuudesta on tutkimuksen aikana herännyt suuri epäily. Täten mittauspisteiden mittaustarkkuuden todellinen vaikutus verkkojen A ja B verkostohyötysuhteeseen on hämärä. Vaikutus on kuitenkin useita prosentteja. Tulevaisuudessa mittausten luotettavuuteen huomion kiinnittäminen on tärkeää. Ensiarvoisen tärkeää ovat ostomittauspisteiden luotettavat mittaukset sekä rauhoitusetäisyyksien tärkeyden korostaminen.

Verkon A tapauksessa erityisesti varalämpölaitoksen A21 merkitys verkostohyötysuhteeseen on tutkimuksen perusteella merkittävä. Kaukolämpöveden kierron rajoittaminen esimerkiksi paluuveden termostaatilla varalämpölaitoksissa on järkevää. Uuden verkon jaon myötä varalämpölaitoksen A21 poistoa verkosta on myös järkevää miettiä yhdessä lämmön toimittajan kanssa.

Kiertolenkkien sijainnin ja dimensioiden selvittäminen verkkojen alueella on perusteltua. Turhat kiertolenkit tulisi verkkojen huoltotöiden ohessa mahdollisuuksien mukaan poistaa.

Optimaalisen verkon jaon löytäminen verkon A tapauksessa on verkostohyötysuhteen sekä asiakkaiden menoveden lämpötilatasojen vuoksi tärkeää.

Verkostohyötysuhteesta olisi perusteltua erottaa kustannusten kohdistamisen näkökulmasta verkostohyötysuhteeseen kuulumattomat tekijät kuten verkon A liiketoiminnan varastotilat.

Jäähtyvyys kummassakin verkossa on heikko. Heikot jäähtyvyydet nostavat verkostohäviöitä, joten verkostohäviöiden näkökulmasta asiakkaiden, erityisesti verkon kriittisten asiakkaiden, jäähtyvyyksien parantamiseen tulisi kiinnittää huomiota.

Lämpötilatasot kummassakin verkossa ovat korkeat verrattuna ajokäyrään. Yhdessä lämmön toimittajan kanssa syitä tähän tulisi selvittää ja mahdollisesti lämpötilatasoja laskea. Verkkojen menoveden lämpötilan alentaminen ei kuitenkaan välttämättä ole

perusteltua talohaarojen suurten lämpöhäviöiden vuoksi, jotta asiakkaille voidaan joka hetki toimittaa riittävän lämpöistä kaukolämpöä. Korkea menoveden lämpötila on nykyisellään kummassakin verkossa merkittävä tekijä, joka selittää alhaista verkostohyötysuhdetta.

Kaukolämpöputket muodostavat odotetusti verkkojen suurimman lämpöhäviöiden lähteen. Kaivojen merkitys lämpöhäviöön on vähäinen. Putkisto on pääsääntöisesti verrattain uutta ja hyväkuntoista, mutta alhainen lämpöenergian tarve putkimetriä kohden tarkoittaa suurehkoja verkostohäviöitä.

Tutkimuksen perusteella suurimmat verkkojen alhaisten verkostohyötysuhteiden selittävät tekijät ovat verkkojen rakenteen ja kulutuksen perusteella luonnollisia eli ne johtuvat alhaisesta lämpöenergian tarpeesta putkimetriä kohden. Tutkimuksen perusteella löydettiin kummastakin verkosta, erityisesti verkosta A, tekijöitä, jotka alentavat verkostohyötysuhdetta verrattuna optimaaliseen verkostohyötysuhteeseen. Verkon B verkostohyötysuhde ei ole paljon huonompi kuin oletettavasti saman kokoluokan muissa verkoissa keskimäärin, mutta verkon A osalta verkostohyötysuhde on huomattavasti alhaisempi kuin saman kokoluokan verkoissa keskimäärin.

9 LÄHDELUETTELO

Energiateollisuus ry. 2006. Kaukolämmön käsikirja. Helsinki. 566 sivua. ISBN-952-5615-08-1 [1]

Diplomityö. Kari Anttonen 2011. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Kaukolämpöverkon paluueden hyödyntäminen lämmityksessä. Saatavilla: <http://www.doria.fi/handle/10024/73946> [2]

Kaukolämpöverkon lämpöhäviöt putkijatkoksissa. 2009. Kandidaatintyö Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Markus Nurmiainen. Saatavilla: <http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/46833/nbnfi-fe200908042005.pdf?sequence=3> [3]

Heinikainen Iikka. 2001. Kaukolämpöveden jäähdytyksen parantaminen. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Lappeenranta. 97 s. [4]

MIT-4010.Anturifysiikka. Luentomoniste. Tampereen teknillinen yliopisto. Jouko Halttunen. 2011. [5]

ENER-4010. Virtausoppi. Luentomoniste. Tampereen teknillinen yliopisto. Reijo Karvinen. 2011. [6]

Heikkilä Jeremias. Utilization of automatic meter reading in the improvement of a district heating system. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 2011. [7]

Clamp-on ultraäänivirtamittareilla tehtävät mittaukset pienissä vesiputkissa. Loppuraportti. Saku Asikainen. Tampereen teknillinen yliopisto. 2000 Saatavilla: http://www.mit.tut.fi/projektitekstit/Vesta/Vestan_raportti.pdf . [8]

Energiateollisuus ry. Asiakkaan kaukolämpölaitteet .Saatavilla:<http://energia.fi/koti-jal-lammitys/kaukolammitys/asiakkaan-kaukolampolaitteet>. [9]

Rosenqvist Anu-Kristiina. Levän poisto ja hallinta voimalaitoksen jäähdytysjärjestelmässä. Insinöörityö 9.10.2012. Metropolia ammattikorkeakoulu. Saatavilla: <http://publications.theseus.fi/bitstream/handle/10024/53376/Insinoorityo.pdf?sequence=1>. [10]

Zinko H., Lee H., Kim B., Kim Y., Lindkvist H., Loewen A., Ha, S., Walletun H., Wiggels M. 2005. Improvement of operational temperature differences in district heating systems. International Energy Agency. Saatavilla: http://iea-dhc.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=193&file=fileadmin/documents/Annex_VII/8dhc-05-03_oper-temp-diff-final-report-hz.pdf&t=1365492504&hash=3c56323e62c4391f77507f45618e609082c81187. [11]

Zinko H, Böhm B, Kristjansson H, Ottoson U, Rämä M, Sipilä K. 2008 Saatavilla: District Heating distribution in areas with low heat demand density. Saatavilla: http://iea-dhc.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=193&file=fileadmin/documents/Annex_VII/I/Final-Report_8DHC_08_03.pdf&t=1365492333&hash=896ee36a6cccb084066b7032eee7c35a659dc03b. [12]

Pöyry Finland Oy. Kaukolämpöjärjestelmän paluuveden hyväksikäyttö kiinteistöjen lämmityksessä. 2010. Selvitys loppuraportti. Viite 60N50162.01-E0001. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/paluuvesilammitys_loppuraportti_20100224.pdf. [13]

Keskustelu mittaustekniikan professori Jouko Halttusen kanssa. Tampere 25.4.2013. [14]

Kamstrup Multical 801 energiamittari ja virtausputki. Asennusohje. Saatavilla: <http://kamstrup.com/media/9429/file.pdf> [15].

Energiateollisuus ry. Kaukolämmön käyttötaloudelliset tunnusluvut 2011. Energiateollisuus 2012. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/images/kayttotaloudelliset_tunnusluvut_2011.pdf [16]

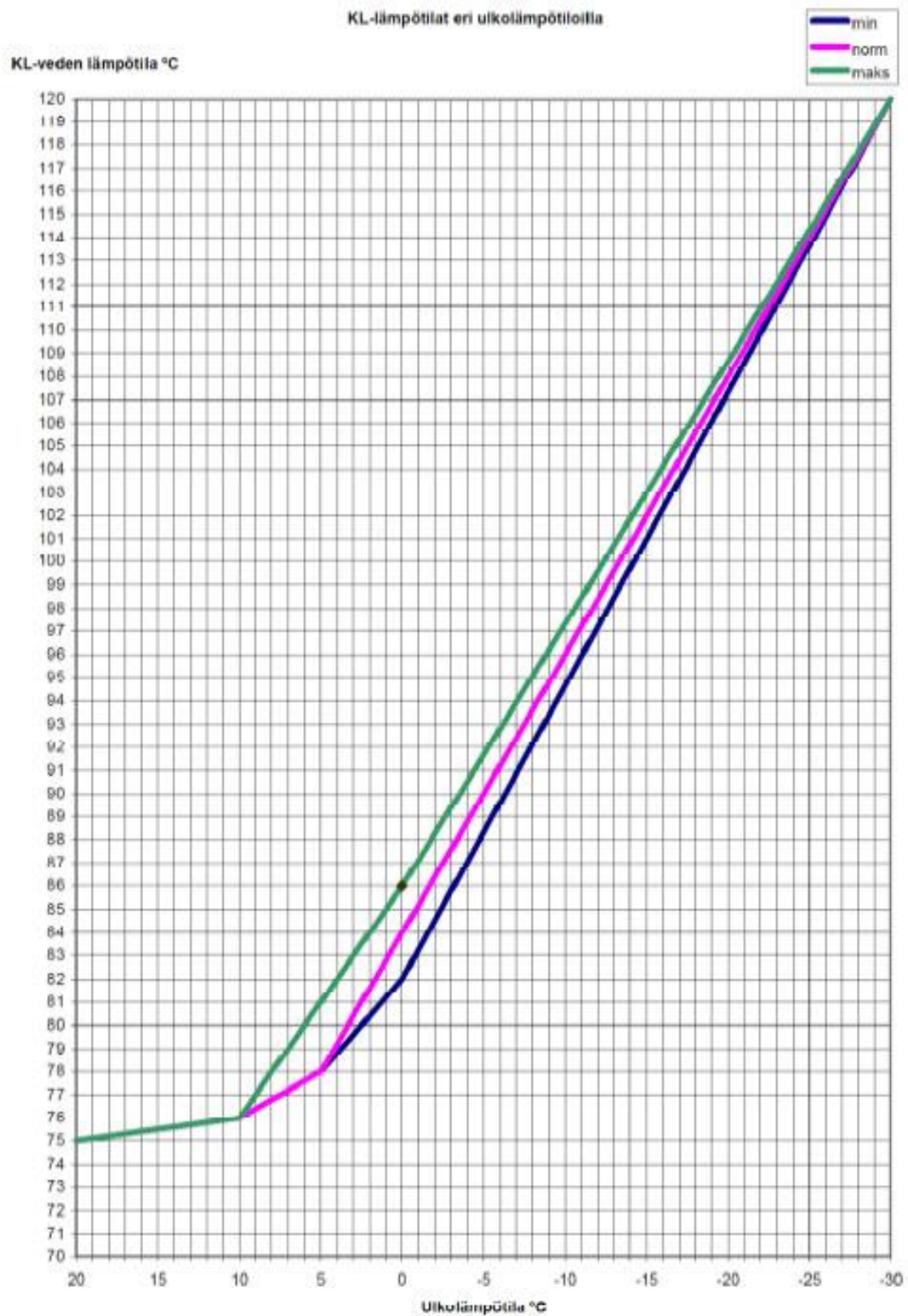
Yhtiön sisäinen lähde. Julkisessa versiossa salainen. [17]

Yhtiön sisäinen lähde. [18]

Energiateollisuus ry. Tunnuslukujen keskiarvot vuosilta 1998-2001. www.energia.fi. [19]

Landis+Gyr. Ultraheat T350 kaukolämmön ja kaukokylmän mittari. Manuaali. Saatavilla: http://www.landisgyr.fi/webfoo/wp-content/uploads/product-files/D000031923_Ultraheat_2WR6_b_en.pdf [20]

LIITTEET



Liite 1. Ajokäyrä.

Putkityyppi	Pituus (m)	Prosenttiosuus (%)	Putkikoko	Pituus (m)	Prosenttiosuus (%)
Mpul	1834,2	4,2	DN25	4752,0	10,9
EMV	693,6	1,6	DN32	151,2	0,3
Mpuk/2Mpuk	41150,6	94,2	DN40	6476,4	14,8
testi/poistettu	271,2	0,0	DN50	7573,4	17,3
SUMMA	43678,4	100,0	DN65	2826,4	6,5
			DN80	5406,7	12,4
			DN100	6083,7	13,9
			DN125	1436,7	3,3
			DN150	3159,6	7,2
			DN200	899,2	2,1
			DN250	0,0	0,0
			DN300	4852,6	11,1
			DN400	60,4	0,1
			Tuntematon	0,0	0,0
			SUMMA	43678,4	100,0

Liite 2. Verkon A putkipituudet putkityypeittäin sekä prosenttiosuudet verkon kokonaispituudesta.

Putkityyppi	Pituus (m)	Prosenttiosuus (%)	Putkikoko	Pituus (m)	Prosenttiosuus (%)
Mpul	1982,2	4,9	DN25	2305,5	5,7
EMV	1914,9	4,8	DN32	30,0	0,1
Mpuk/2Mpuk	36318,7	90,2	DN40	4731,9	11,8
JOP	28,5	0,1	DN50	4292,1	10,7
testi/poistettu	370,0		DN65	4806,0	11,9
SUMMA	40244,2	100	DN80	5054,5	12,6
			DN100	4105,6	10,2
			DN125	3978,8	9,9
			DN150	5439,2	13,5
			DN200	1453,5	3,6
			DN250	403,6	1,0
			DN300	3643,5	9,1
			Tuntematon	0,0	0,0
			SUMMA	40244,2	100,0

Liite 3. Verkon B putkipituudet putkityypeittäin sekä prosenttiosuudet verkon kokonaispituudesta.

Total	Metriä (m)	Putkityyppi	Lämpöhäviöteho (W)
	60	DN40-EMV	2901
	4853	DN300-2MPUK	230352
	1	DN200-MPUK	14
	899	DN200-2Mpuk	31701
	580	DN150-MPUK	12120
	2079	DN150-2MPUK	69960
	44	DN150-EMV	3509
	456	DN150-MPUL	22811
	342	DN125-MPUK	6042
	843	DN125-2MPUK	25755
	252	DN125-EMV	18157
	4063	DN100-MPUK	63266
	1595	DN100-2MPUK	43662
	180	DN100-EMV	11494
	246	DN100-MPUL	10337
	3702	DN80-MPUK	57978
	1249	DN80-2MPUK	32904
	128	DN80-EMV	7683
	328	DN80-MPUL	12776
	2286	DN65-MPUK	33633
	505	DN65-2MPUK	12577
	5	DN65-MPUL	188
	29	DN65-EMV	1651
	5693	DN50-MPUK	84194
	1248	DN50-2MPUK	27647
	633	DN50-MPUL	20875
	5482	DN40-MPUK	72638
	828	DN40-2MPUK	16887
	166	DN40-MPUL	4995
	151	DN32-2MPUK	2774
	4741	DN25-MPUK	56697
	11	DN25-2MPUK	192
TOTAL	43678		1,0 MW

Liite 4. Verkon A lämpöhäviöteho putkityypeittäin.

Total	Metriä(m)	Putkityyppi	Lämpöhäviöteho(W)
	0	DN400-EMV	0
	3644	DN300-2MPUK	181703
	404	DN250-2MPUK	17724
	31	DN200-MPUK	705
	190	DN200-2Mpuk	7041
	1233	DN200-EMV	113439
	2938	DN150-MPUK	64468
	1664	DN150-2MPUK	58824
	658	DN150-EMV	52611
	180	DN150-MPUL	8979
	1505	DN125-MPUK	27954
	1900	DN125-2MPUK	61000
	0	DN125-EMV	0
	575	DN125-MPUL	26428
	2228	DN100-MPUK	36443
	1878	DN100-2MPUK	54032
	0	DN100-EMV	0
	0	DN100-MPUL	0
	3151	DN80-MPUK	51829
	1515	DN80-2MPUK	41954
	24	DN80-EMV	1454
	364	DN80-MPUL	14212
	3147	DN65-MPUK	48619
	1155	DN65-2MPUK	30196
	504	DN65-MPUL	18161
	0	DN65-EMV	0
	3470	DN50-MPUK	53919
	641	DN50-2MPUK	14918
	181	DN50-MPUL	5983
	3353	DN40-MPUK	46677
	1201	DN40-2MPUK	25734
	178	DN40-MPUL	5337
	30	DN32-2MPUK	577
	1980	DN25-MPUK	24890
	297	DN25-2MPUK	5238
	28	DN25-JOP	502
TOTAL	40244		1,1 MW

Liite 5. Verkon B lämpöhäviöteho putkityypeittäin

